

*М. Б. Равич*

# ТОПЛИВО и эффективность его использования



Издательство «Наука» · Москва 1971

**Топливо и эффективность его использования. Р а в и ч. М. Б.** Изд-во «Наука», 1971, 1—358.

В монографии приведены основные теплотехнические характеристики жидкого, твердого и газообразного топлива и показана упрощенная методика расчетов тепловых потерь при использовании топлива в энергетических и технологических процессах (в котлах, печах, сушилках, транспортных установках и т. п.). Обоснован оптимальный выбор топлива в конкретных производственных условиях. Особо рассмотрены методы повышения эффективности использования топлива в народном хозяйстве и сроки окупаемости соответствующих капиталовложений.

Издание рассчитано на широкий круг специалистов: исследователей, проектировщиков, инженеров-теплоэнергетиков, экономистов, заинтересованных в повышении эффективности использования топлива в различных областях народного хозяйства (в энергетике, металлургии, машиностроении, пищевой, легкой, химической промышленности, в сельском хозяйстве, на транспорте и др.).

Таблиц 124, иллюстраций 40, библиогр. 224 назв.

## Предисловие

---

В топливной промышленности СССР работает свыше одного миллиона человек. Добыча топлива в 1968 г. более чем в 20 раз превысила уровень 1913 г. и примерно в 2 раза уровень 1958 г. В 1968 г. в СССР было добыто более 1100 млн. *т* условного топлива.

В 1913 г. в России добывалось топлива в 5 раз меньше, чем в Англии, а в 1969 г. в СССР было добыто топлива в 7 раз больше, чем в Великобритании [1].

Однако, несмотря на быстрое увеличение добычи горючего, топливная промышленность отстает в темпах своего развития от ряда отраслей индустрии, являющихся крупными потребителями топлива. Так, в 1968 г. уровень валовой продукции в топливной промышленности был примерно в 5,7 раза выше, чем в 1940 г., тогда как в черной металлургии — в 8,5 раза, в электроэнергетике — в 16 раз, в промышленности строительных материалов в 23 раза, в машиностроении — в 30 раз [1]. В 1968 г. объем продукции топливной промышленности возрос на 4%, а черной и цветной металлургии — на 7%, электроэнергетики — на 10%, машиностроения и металлообработки, химической и нефтехимической промышленности — на 12% [2]. В соответствии с этим в ряде районов страны ощущается недостаток топлива. Дефицит его возможен и в будущем [3].

Создавшийся дефицит топлива в значительной степени обусловлен низким к.п.д. его использования. При сжигании топлива полезно используется лишь около трети тепла топлива, а две трети безвозвратно теряются вследствие неполноты сгорания, высокой температуры уходящих газов, недостаточной теплоизоляции установок и других причин. Поэтому для устранения дефицита топлива, сдерживающего развитие производительных сил страны, необходимо наряду с увеличением добычи природного газа, нефти, угля, залегающего вблизи от поверхности земли, и других видов дешевого топлива систематически повышать к.п.д. его использования.

Осуществляемая в нашей стране коренная перестройка топливного баланса и увеличение доли природного газа и нефти создают весьма благоприятные условия для повышения к.п.д. использования топлива при капиталовложениях значительно меньших, чем необходимо для добычи эквивалентного количества горючего.

Для повышения эффективности использования топлива следует систематически осуществлять теплотехнический контроль производства при помощи простых методов, позволяющих избежать замеров расхода топлива, его

анализа и определения теплоты сгорания. Это возможно путем использования для теплотехнических расчетов обобщенных характеристик топлива, практически постоянных для определенных видов горючего, например, для природных газов, мазута или антрацита. На основе таких характеристик можно подсчитать потери тепла и оценить эффективность использования топлива путем простых замеров состава продуктов сгорания и их температуры. Именно этой цели должна служить настоящая книга.

Автор ее стремился изложить основные свойства различных видов топлива, их теплотехнические характеристики, простые методы подсчета потерь тепла и оценить эффективность использования топлива, а также рассмотреть некоторые пути повышения эффективности применения горючего в промышленности, возможные благодаря перестройке топливного баланса и широкому применению в технике газообразного и жидкого топлива.

Книга предназначена для научных и инженерно-технических работников, занятых решением вопросов рационального использования топлива в котлах, печах, сушилках, двигателях и других установках.

Для удобства пользования книгой весь материал, необходимый для подсчетов потерь тепла и оценки эффективности использования отдельных видов топлива, включая вспомогательные расчетные таблицы, сосредоточен в гл. XI—XXVIII, посвященных отдельным видам топлива. В них приведены также примерные подсчеты потерь тепла и определения эффективности применения тех или иных видов топлива.

Свойства топлива и обоснования простых методов теплотехнических расчетов приведены в первой части книги (гл. I—X).

В конце монографии рассмотрены некоторые методы повышения эффективности использования топлива.

Дополнительные сведения о топливе и теплотехнических расчетах читатели могут получить в работах [1, 4, 5, 6] и ряде других, упомянутых в конце монографии, в списке литературы.

Автор выражает глубокую благодарность члену-корреспонденту АН СССР А. С. Предводителеву, академику Академии наук Узбекской ССР Н. В. Лаврову, заслуженному деятелю науки и техники РСФСР проф. А. И. Михайлову, кандидатам технических наук В. И. Горьковой и М. Ф. Малову, инженеру С. А. Ашурову за ценные советы при подготовке рукописи к изданию.



## ВВЕДЕНИЕ

---

В течение многих тысячелетий в качестве топлива использовались почти исключительно дрова. Однако с увеличением численности населения потребность в топливе возрастала, а ресурсы древесины в плотно населенных районах уменьшались. Появилась необходимость в применении новых видов горючего.

После изобретения паровой машины и паровоза потребность в топливе для промышленности и транспорта стала быстро возрастать. В соответствии с этим наряду с древесным топливом в технике начали широко применять ископаемое топливо, добываемое из недр Земли.

В дореволюционной России в 1913 г., предшествовавшей первой мировой войне, было добыто 29,1 млн. *т* каменного угля, главным образом в Донецком бассейне (около 90%), и 9,2 млн. *т* нефти — почти исключительно на Кавказе (в Баку и Грозном) [1].

Другие виды ископаемого топлива не имели существенного значения. Применение торфа было ограничено, природный газ практически не добывался.

Для обеспечения топливом промышленности и транспорта донецкий уголь и бакинский мазут часто приходилось перевозить на большие расстояния.

Сырая нефть и нефтепродукты частично вывозились за границу, главным образом через батумский порт. Наряду с этим значительное количество каменного угля ввозилось в Россию.

В 1913 г. через балтийские порты было импортировано, преимущественно из Англии, около 9 млн. *т* каменного угля и кокса, что соответствовало примерно 30% добываемого в стране угля. Стоимость импортированного угля и кокса составила около 90 млн. руб. золотом. Эта сумма почти втрое превышала стоимость вывозимой из России ржи и соответствовала 40% стоимости главного продукта экспорта — пшеницы [7].

В годы интервенции и гражданской войны, последовавшие за Великой Октябрьской социалистической революцией, добыча угля и нефти резко снизилась и составляла в 1920 г. соответственно лишь 30% и 42% довоенного уровня [8]. В особенно тяжелом положении оказались центральные районы страны, отрезанные от донецкого угля и кавказской нефти.

В 1919 г. В. И. Ленин писал, что из-за недостатка топлива надвигается настоящая катастрофа [9]. На несколько лет дрова вновь стали основным видом топлива не только для населения, но и для промышленности и транспорта важнейших районов страны.

В 1920 г. Государственной комиссией по электрификации России (ГОЭЛРО) был разработан план развития народного хозяйства страны на базе ее электрификации, рассчитанный на 10—15 лет [8].

План ГОЭЛРО предусматривал увеличение добычи нефти по сравнению с довоенным уровнем примерно в полтора раза, угля — более чем в два раза и торфа — почти в десять раз.

Задания плана ГОЭЛРО были перевыполнены по нефти уже в 1931 г., по углю — в 1932 г. и по торфу — в 1934 г.

В 1930 г. XVI съезд партии принял решение об организации второй угольно-металлургической базы. В соответствии с этим решением была создана угольная промышленность в Кузнецком бассейне, располагающем огромными запасами высококачественных каменных углей, и увеличена добыча угля на Урале.

В дальнейшем на востоке страны появился новый крупный центр угольной промышленности в Карагандинском бассейне, расположенном в Казахстане, а также на северо-востоке Европейской части Советского Союза — в Печорском бассейне.

Угольная промышленность, созданная на Востоке, обеспечила потребность в коксующихся углях и в энергетическом топливе металлургии Урала и Сибири, а также нужды промышленности и транспорта ряда важнейших районов страны. Особенно большую роль сыграла угольная промышленность Востока во время Великой Отечественной войны.

В 1969 г. добыча угля составила 608 млн. т, превысив в 20 раз уровень 1913 г. и в 3,5 раза уровень 1940 г.

Около 75% угля было добыто в шахтах и около 25% открытым способом в угольных карьерах [1]. Производительность труда в оснащенных мощной техникой угольных карьерах в несколько раз превышает производительность труда при шахтной добыче топлива. Благодаря этому себестоимость угля открытой добычи значительно ниже себестоимости угля, добываемого в шахтах.

По условиям залегания наиболее доступными для открытой добычи являются бурые и каменные угли месторождений, расположенных на востоке страны. В соответствии с этим уголь, добываемый в восточных районах открытым способом, обходится значительно дешевле угля, добываемого в Европейской части страны в шахтах.

В послевоенные годы в большом масштабе была организована добыча нефти в районах Поволжья и Приуралья. Нефть мощных месторождений Татарии, Башкирии, Куйбышевской и других областей Поволжья значительно дешевле бакинской.

В отличие от довоенного времени основное количество нефти добывается теперь не на Кавказе, а в центре страны — между Волгой и Уралом. В 1969 г. в СССР было добыто 328 млн. т нефти — в 35 раз больше, чем до революции, и примерно в 10 раз больше, чем в довоенном 1940 г. [1].

В последнее время открыты новые мощные месторождения нефти в Западной Сибири и Казахстане, а также в обжитых районах страны — в Оренбургской области, на Украине и в Белоруссии.

В послевоенные годы были разведаны крупные месторождения природного газа на Северном Кавказе, в Поволжье, на Украине, в Узбекистане, на северо-востоке Европейской части СССР, в Сибири и в других районах страны.

Высококалорийный и дешевый природный газ поступает по газопроводам в Москву, Ленинград, Киев, Харьков, Днепрпетровск, Ростов-на-Дону, Волгоград, Саратов, Горький, Свердловск, Челябинск, Ташкент и другие города. Добыча природного и попутного нефтепромыслового газа в 1969 г. составила около 181 млрд. м<sup>3</sup> [2].

Сравнительно недавно открыты уникальные месторождения природного газа в Тюменской области, а также в Коми АССР, в Оренбургской области и в других районах [5]. За короткий срок удвоены разведанные запасы природного газа в стране, и СССР по ресурсам газа вышел на первое место в мире.

В связи с быстрым развитием промышленности, транспорта и механизированного сельского хозяйства резко возрастает потребность страны в топливе. В соответствии с этим предусматривается высокий темп роста добычи топлива, в особенности наиболее дешевых его видов — природного газа, нефти и угля открытых разработок.

Благодаря опережающему развитию газовой и нефтяной промышленности, по сравнению с развитием добычи других горючих ископаемых, существ-

Таблица 1

Добыча топлива в СССР по видам [1]  
(в пересчете на условное топливо—7000 ккал/кг)

Год	Всего	В том числе					
		нефть	газ природный (включая попутный)	уголь	торф	сланцы	дрова
Миллионы тонн							
1913	48,2	14,7	—	23,1	0,7	—	9,7
1940	237,7	44,5	4,4	140,5	13,6	0,6	34,1
1945	185,0	27,8	4,2	115,0	9,2	0,4	28,4
1946	202,7	31,0	4,5	127,3	11,2	0,7	28,0
1950	311,2	54,2	7,3	205,7	14,8	1,3	27,9
1955	479,9	101,2	11,4	310,8	20,8	3,3	32,4
1958	616,4	161,9	33,9	362,1	21,1	4,5	32,9
1960	692,8	211,4	54,4	373,1	20,4	4,8	28,7
1965	966,6	346,4	149,8	412,5	17,0	7,4	33,5
1966	1033,1	379,1	170,1	420,1	24,4	7,5	31,9
1967	1088,4	411,9	187,4	428,6	22,4	7,5	30,6
1968	1126,6	442,1	201,2	428,7	18,3	7,6	28,7
1969	1177,3	469,5	215,5	439,6	16,7	8,0	8,0

Процент к итогу

1913	100	30,5	—	48,0	1,4	—	20,1
1940	100	18,7	1,9	59,1	5,7	0,3	14,3
1945	100	15,0	2,3	62,2	4,9	0,2	15,4
1946	100	15,3	2,2	62,8	5,5	0,4	13,8
1950	100	17,4	2,3	66,1	4,8	0,4	9,0
1955	100	21,1	2,4	64,8	4,3	0,7	6,7
1958	100	26,3	5,5	58,8	3,4	0,7	5,3
1960	100	30,5	7,9	53,9	2,9	0,7	4,1
1965	100	35,8	15,6	42,7	1,7	0,8	3,5
1966	100	36,7	16,5	40,7	2,3	0,7	3,1
1967	100	37,8	17,2	39,4	2,1	0,7	2,8
1968	100	39,2	17,9	38,0	1,6	0,7	2,6
1969	100	39,9	18,3	37,3	1,4	0,7	2,4

венно изменилась структура топливного баланса страны. Это иллюстрируют данные, приведенные в табл. 1 [1]. Удельный вес нефти и газа увеличился с 31% в 1958 г. до 57% в 1968 г. В 1970 г. доля нефти и газа в топливном балансе СССР достигнет примерно 60%; при этом увеличение поставок топлива для печей и котлов будет примерно на 60% покрываться природным газом.

В табл. 2 показана динамика добычи топлива в СССР за 1958—1969 гг., а в табл. 3 — мировое потребление топлива и изменение его структуры с 1900 по 1967 г. Как видно из табл. 3, доля углеводородного топлива, т. е. нефти и природного газа, в мировом топливно-энергетическом балансе выросла в текущем столетии с 3,9 до 54,6%.

Для обеспечения быстро возрастающей потребности страны в горючем в топливную промышленность направляются крупные капиталовложения — до 20% всех вложений в промышленность.

Суммарно капиталовложения, направляемые в угольную, нефтяную и газовую индустрию и на сооружение электростанций, электрических и тепловых сетей, т. е. привлекаемые для развития топливно-энергетической базы

Таблица 2

Добыча важнейших видов топлива в СССР в 1958—1969 гг.

Вид топлива	Добыча за год											
	1958	1959	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969
Газ, млрд. м <sup>3</sup> . . . . .	29,8	37,2	47	60,9	75,2	91,5	110	129	145	159	171	183
Нефть, млн. т . . . . .	113	129,5	148	166	186	206	224	243	265	288	309	328
Уголь, млн. т . . . . .	496	506,5	513	510	517	532	554	578	585	595	594	608
в том числе:												
для коксования	94	100,8	110	112	117	127	134	139	143	148	154	161
для топливно-энергетических целей	402	405,7	413	398	400	405	420	439	442	447	439	447
Доля нефти и газа в топливном балансе, %	32	34	38	42	45	47	49	50	53	55	57	—
Процент к предыдущему году												
Газ . . . . .	100	125	127	129	124	122	120	117	112	110	107	107
Нефть . . . . .	100	114	114	112	112	111	109	109	109	109	107	106
Уголь . . . . .	100	102	101	99,5	102	103	104	104	101	102	99,8	102
в том числе:												
для коксования . .	100	107	109	102	104	108	105	104	103	104	105	105
для топливно-энергетических целей	100	101	102	97	100,5	101	104	104	101	101	98	102
Процент к 1958 г.												
Газ . . . . .	100	125	158	204	252	306	370	433	487	534	572	610
Нефть . . . . .	100	114	131	147	165	182	198	215	235	255	274	290
Уголь . . . . .	100	102	103,5	103	104	107	112	116	118	120	120	122
в том числе:												
для коксования . .	100	107	117	119	125	135	143	148	152	158	165	171
для топливно-энергетических целей	100	101	103	99	99,5	101	104	109	110	111	109	111

страны, составляют более 30% всех капиталовложений в промышленность (табл. 4). Это примерно в два раза превышает капиталовложения в машиностроение и почти в два раза — в металлургическую и химическую промышленность, вместе взятые.

Еще более значительна доля капиталовложений в топливно-энергетическую базу страны при учете капиталовложений, направляемых в смежные отрасли промышленности, производящие машины и механизмы для угольных шахт и разрезов, бурильные установки для нефтяной и газовой промышленности, трубы для газопроводов и нефтепроводов, компрессоры и газовые турбины для дальней передачи природного газа, насосы и двигатели для нефтяных промыслов, паровые котлы и турбины для электростанций, строительные материалы для обустройства промыслов, сооружения котельных установок и т. д.

Большие затраты связаны также с проведением геологоразведочных работ на нефть и т. д.

Несмотря на весьма крупные капиталовложения в топливную промышленность, в стране еще не достигнуто изобилие топлива, что объясняется, с одной стороны, непрерывным увеличением потребности народного хозяйства в горючем и, с другой — низким к.п.д. топливоиспользующих установок — в среднем около 30%.

Рациональное и экономичное применение топлива является делом большой государственной важности. В директивах XXIII съезда КПСС по пяти-

Таблица 3

Мировое потребление основных энергетических ресурсов [1]  
(в пересчете на условное топливо — 7000 ккал/кг)

Вид топлива	1900 г.	1913 г.	1938 г.	1950 г.	1965 г.	1966 г.	1967 г.
<i>Миллионы тонн</i>							
Нефть . . . . .	29	77	355	680	2000	2165	2300
Газ природный (включая попутный) . . . . .	9	22	97	256	960	1040	1120
Уголь . . . . .	723	1255	1283	1561	2248	2263	2196
в том числе:							
каменный . . . . .	700	1215	1193	1409	1976	1984	1922
бурый . . . . .	23	40	90	152	272	279	274
Торф . . . . .	6	6	15	18	20	27	26
Дрова . . . . .	167	164	168	167	247	246	246
Гидроэнергия . . . . .	16	45	113	187	346	369	384
Всего . . . . .	950	1569	2031	2869	5821	6110	6272
<i>Процент к итогу</i>							
Нефть . . . . .	3,0	4,9	17,5	23,7	34,4	35,5	36,7
Газ природный (включая попутный) . . . . .	0,9	1,4	4,8	8,9	16,5	17,0	17,9
Уголь . . . . .	76,1	80,0	63,1	54,4	38,6	37,0	35,0
в том числе:							
каменный . . . . .	73,7	77,4	58,7	49,1	33,9	32,5	30,6
бурый . . . . .	2,4	2,6	4,4	5,3	4,7	4,5	4,4
Торф . . . . .	0,7	0,4	0,7	0,6	0,3	0,4	0,4
Дрова . . . . .	17,6	10,4	8,3	5,9	4,2	4,0	3,9
Гидроэлектроэнергия . . . . .	1,7	2,9	5,6	6,5	6,0	6,1	6,1
Всего . . . . .	100	100	100	100	100	100	100

летнему плану развития народного хозяйства СССР была поставлена важная задача: снизить расход топлива в промышленности за пятилетие не менее чем на 8—10%, в том числе на выработку электроэнергии на 11—14% [11].

Большие возможности повышения эффективности использования топлива открываются благодаря широкому применению в промышленности природного газа.

Необходимо отметить, что капиталовложения, требуемые для повышения эффективности использования топлива в промышленности, в ряде случаев значительно меньше вложений, необходимых для добычи и транспортировки топлива, эквивалентного экономии при повышении к.п.д. использования топлива.

Для правильного выбора вида топлива и эффективного его использования необходимо знать состав, основные свойства и теплотехнические характеристики различных видов топлива, простые методы расчета процесса горения, уметь определять к.п.д. топливоиспользующих установок и потери тепла. Рассмотрению этих вопросов и посвящена настоящая книга.

30 мая 1969 г. газета «Известия» опубликовала сообщение о постановлениях Совета Министров СССР об обеспечении народного хозяйства углем, нефтью, газом и электроэнергией в осенне-зимний период 1969/70 года.

Придавая исключительно важное значение современной подготовке народного хозяйства к работе в зимний период, правительство обязало министерства и ведомства СССР обеспечить создание на электростанциях, пред-

Таблица 4

Капиталовложения в топливно-энергетическую промышленность, млн. руб.

Промышленность	1950 г.	1960 г.	1965 г.	1966 г.	1967 г.
Нефтяная и газовая . . . . .	652	1 330	2 339	2 539	2 604
Угольная . . . . .	630	987	1 207	1 250	1 281
Электроэнергетика . . . . .	369	1 422	2 144	2 237	2 337
Итого . . . . .	1 651	3 739	5 690	6 026	6 222
Вся промышленность СССР . . . . .	4 177	12 639	17 616	18 237	19 460
<i>В процентах к итогу</i>					
Нефтяная и газовая . . . . .	15,6	10,5	13,3	13,9	13,4
Угольная . . . . .	15,1	7,8	6,8	6,8	6,6
Электроэнергетика . . . . .	8,8	11,3	12,2	12,3	12,0
Итого . . . . .	39,5	29,6	32,3	33,0	32,0
Вся промышленность СССР . . . . .	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

приятиях, железных дорогах и в парокходствах необходимых запасов угля, газа и топочного мазута.

В принятых постановлених намечены меры по строгой экономии топлива и электроэнергии. Экономия должна осуществляться в первую очередь за счет сокращения потерь, широкого использования вторичных энергоресурсов, ликвидации утечек в тепло- и воздухопроводах, улучшения транспортировки и хранения топлива.

Выделены дополнительные капиталовложения на развитие угольной, нефтедобывающей и газовой промышленности СССР. Намечены меры по усилению децентрализованных заготовок местных видов топлива. Комитету Народного контроля СССР поручено установить строгий контроль за выполнением заданий по экономии электрической, тепловой энергии, топлива и нефтепродуктов и заданий по накоплению запасов топлива, предусмотренных принятыми постановлениями.

19 ноября 1969 г. в газете «Известия» опубликовано постановление Правительства СССР «Об упорядочении норм расхода топлива, электрической и тепловой энергии в народном хозяйстве и усилении заинтересованности работников энергетических предприятий и организаций в экономии топлива, электрической и тепловой энергии».

Министерствам и ведомствам СССР, Советам Министров союзных республик дано задание пересмотреть нормы расхода топлива, электрической и тепловой энергии, действующие на предприятиях, и привести их в соответствие с положениями по нормированию расхода топлива, электрической и тепловой энергии в производстве, которые утверждаются Госпланом СССР.

Начиная с 1970 г. в фонд материального поощрения энергетических предприятий и организаций решено перечислять денежные средства в размере 60% стоимости сэкономленного топлива.

# 1. Состав и основные свойства топлива

---

## Глава I

### ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТОПЛИВА И МЕТОДЫ ИХ ОПРЕДЕЛЕНИЯ

#### ПОНЯТИЕ О ТОПЛИВЕ

Д. И. Менделеев четко разграничил понятия «топливо» и «горючие материалы», указав, что топливом должно называть лишь горючие вещества, сжигаемые для производства тепла [12].

Формулировка Д. И. Менделеева особенно актуальна в настоящее время, когда все большее число горючих материалов, использовавшихся ранее исключительно в качестве топлива, находит квалифицированное применение в химической технологии.

В народном хозяйстве в качестве топлива используют дрова и близкие к ним растительные материалы, ископаемое топливо, ядерное топливо.

Роль дров в современном топливном балансе невелика.

Весьма перспективное ядерное горючее пока используется лишь на небольшом числе электростанций и морских судов, и основными видами топлива в настоящее время являются горючие ископаемые, или каустобиолиты (от греческих слов *causto* — горючий, *bios* — жизнь, *litos* — камень) [13].

Каустобиолиты состоят в основном из углерода, водорода и кислорода, и, по И. М. Губкину, могут быть подразделены на две основные группы — угли и битумы. Ряд каустобиолитов И. М. Губкин [14] характеризует как типично выраженные угли и графит — с одной стороны, и битумы — с другой, и указывает, что они являются крайними, противоположными, членами ряда, промежуточные формы которого (богхеды, сланцы), напротив, сближаются друг с другом, образуя как бы мост между углем и битумом. Под типично выраженными углями, являющимися крайними членами ряда, И. М. Губкин понимал антрацит, как это видно из табл. 5, приведенной в его монографии «Учение о нефти» [14]. Битумы характеризуются высоким содержанием углерода и водорода и растворимостью в органических растворителях (в спирто-бензоле и др.), бензине, хлороформе, сероуглероде. Типичными битумами являются нефть, асфальт, смола.

В некоторых видах каменных углей содержится значительное количество битумов (битуминозные угли). В технике по отношению к каменным углям, определенных марок широко применяют термин «жирные» угли, хотя Д. И. Менделеев еще в конце прошлого столетия рекомендовал для них более правильное наименование — «смолистые» угли [15].

Таблица 5

Состав органической массы каустобиолитов [14]

Горючее	Состав, % по массе			Отношение С : Н
	С	Н	О	
Антрацит средний . . . . .	95	2,5	2,5	38
Антрацит уральский . . . . .	93,3	3,3	3,4	28,2
Каменный уголь средний . . . . .	85	5,4	9,6	15,7
Каменный уголь газовый . . . . .	83	5,5	11,5	15,2
Бурый уголь . . . . .	68	5,5	26,5	12,3
Богхел . . . . .	76,8	8,1	15,1	9,4
Асфальт тринидатский . . . . .	82,3	10,7	7,0	7,7
Мазут грозненский . . . . .	86	12,6	1,4	6,8
Тяжелая бакинская нефть . . . . .	86,7	12,9	0,4	6,7
Пенсильванская нефть . . . . .	84,5	13,7	1,4	6,2

ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТОПЛИВА<sup>1</sup>

Народнохозяйственную ценность топлива определяют следующие основные его характеристики и факторы.

1. Теплота сгорания, или теплотворная способность, т. е. количество тепла, выделяющееся при полном сгорании 1 кг твердого и жидкого топлива или 1 м<sup>3</sup> газообразного. Теплота сгорания обуславливает и определяет транспортабельность топлива.
2. Жаропроизводительность ( $t_{\max}$ ) — максимальная температура горения, развиваемая при полном сгорании топлива в условиях, когда выделяемое тепло полностью расходуется на нагрев образующихся продуктов сгорания. Жаропроизводительность топлива определяет эффективность его применения в высокотемпературных процессах.
3. Содержание балласта, т. е. минеральной массы и влаги, в твердом и жидком топливе, азота и двуокиси углерода — в газообразном. Наличие балласта в топливе понижает его теплоту сгорания. При большом содержании балласта заметно снижается также жаропроизводительность топлива.
4. Содержание вредных примесей, снижающее ценность топлива, в особенности технологического и бытового.
5. Выход летучих веществ и обуглероженного остатка (кокса) при нагревании твердого топлива, определяющий легкость его зажигания, а также целесообразность использования в технологических процессах.
6. Удобство сжигания топлива и расход энергии, связанный с подготовкой топлива к использованию.
7. Степень сложности разведки и трудности добычи топлива, определяющие объем капиталовложений в топливную промышленность и себестоимость горючего.
8. Удаленность месторождений топлива от районов его потребления, обуславливающая объем капиталовложений в средства транспорта и стоимость перевозок горючего.

Применяемые в народном хозяйстве многочисленные твердые, жидкие и газообразные виды топлива можно в свою очередь разделить на естественные

<sup>1</sup> Принятые обозначения теплотехнических и других величин, используемых в формулах, приведены в конце книги.



Таблица 6

Классификация видов топлива, применяемых в пародном хозяйстве

Твердое			Жидкое		
Газообразное			Газообразное		
Естественные виды топлива			Искусственные виды топлива		
Дрова	Нефть	Природный газ	Древесный уголь	Бензин	Сжиженный нефтяной газ
Торф		Нефтепромысловый (попутный) газ	Торфяной полукокс	Керосин	Коксовый газ
Бурый уголь		Шахтный газ	Буроугольный полукокс	Дизельное топливо	Полукоксый газ
Каменный уголь			Каменноугольный полукокс	Мазут	Водяной газ
Полуантрацит			Каменноугольный кокс	Смола	Генераторный газ
Антрацит			Термоантрацит		Доменный газ
Сланцы			Брикеты		Ваграночный газ

и искусственные (табл. 6). Последние, как правило, представляют собой продукты переработки естественных видов топлива.

Топливо состоит из горючей массы и балласта. При всем разнообразии свойств различных видов топлива горючая масса включает в основном четыре элемента: углерод, водород, кислород и серу. От соотношения этих элементов в горючей массе и содержания в топливе балласта зависят его основные характеристики.

Состав твердого и жидкого топлива выражают в процентах по массе, а газообразного — в процентах по объему. В твердом топливе различают органическую, горючую, сухую, рабочую и аналитическую массы.

1. *Органическая масса* состоит из углерода, водорода, кислорода, серы, входящей в состав органических соединений, и азота:

$$C^o + H^o + O^o + S^o + N^o = 100\%.$$

2. *Горючая масса*, близкая по составу к органической массе, отличается от последней наличием колчеданной, или пиритной, серы, входящей в состав сернистого колчедана ( $FeS_2$ ) и других сернистых соединений, окисляемых кислородом в процессе горения топлива:

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

3. *Сухая масса* состоит из горючих компонентов и минеральных веществ, образующих при сгорании топлива золу ( $A$ ):

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

4. *Рабочая масса* состоит из сухой массы и влаги ( $W$ ):

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

$$C^p = C^r (100 - A^p - W^p) : 100\%.$$

5. *Аналитическая масса* состоит из сухой массы и влаги, соответствующей подсушенному топливу, анализируемому в лаборатории:

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

### ГОРЮЧАЯ МАССА ТОПЛИВА

**Углерод.** Этот элемент является важнейшим компонентом горючей массы топлива. Содержание углерода в горючей массе топлива превышает 50% и достигает 99%. В различных видах топлива оно колеблется в следующих пределах (округленно в % по массе):

Дрова . . . . .	50	Дизельное топливо . . . . .	87
Торф . . . . .	54—63	Мазут малосернистый . . . . .	87—88
Сланцы . . . . .	60—70	Бензол . . . . .	92
Бурые угли . . . . .	60—80	Антрацит . . . . .	92—98
Природный газ . . . . .	75	Шунгит . . . . .	97—99
Каменные угли . . . . .	75—90	Древесный уголь . . . . .	89—95
Бензин . . . . .	85	Кокс . . . . .	96
Керосин . . . . .	86	Полукокс . . . . .	95—98

Содержащийся в топливе углерод входит в состав сложных органических соединений, образующих горючую массу топлива.

При сгорании 1 *кг-атома* углерода в виде графита выделяется около 94 000 *ккал* тепла или около 7830 *ккал* на 1 *кг* углерода.

Количество тепла, выделяющееся при сгорании углерода, содержащегося в различных видах топлива, неодинаково вследствие разной затраты энергии на разрыв связей между атомами в молекулах неоднотипных органических соединений.

Д. И. Менделеев установил, что различие в количестве тепла, выделяемого при сгорании углерода, входящего в состав разных видов твердого и жидкого топлива, сравнительно невелико, и количество тепла, выделяемого при сгорании 1 *кг* углерода, может быть принято в среднем равным 8100 *ккал*.

В теплотехнических расчетах обычно принимают, что при сгорании 1 *кг-атома* углерода, содержащегося в твердом и жидком топливе, выделяется 97 650 *ккал* тепла.

Жаропроизводительность графита, т. е. максимальная температура, развиваемая при отсутствии потерь тепла, равна 2175° С. Если принять теплоту сгорания углерода, входящего в состав различных видов твердого и жидкого топлива, по Д. И. Менделееву, равной 8100 *ккал/кг*, то жаропроизводительность углерода топлива составит 2240° С.

**Водород.** Он является вторым по значению компонентом топлива. Содержание водорода в горючей массе различных видов топлива колеблется в следующих пределах (округленно в % по массе):

Кокс . . . . .	0,3—1	Сланцы . . . . .	7—10
Антрацит . . . . .	1—3	Бензол . . . . .	8
Полукокс . . . . .	2—3	Мазут . . . . .	11—12
Древесный уголь . . . . .	2—4	Дизельное топливо . . . . .	13
Каменные угли . . . . .	4—6	Керосин . . . . .	14
Бурые угли . . . . .	4—6	Бензин . . . . .	15
Торф . . . . .	6	Сжиженные газы . . . . .	18
Дрова . . . . .	6	Природный газ . . . . .	25

При сгорании килограмм-молекулы (моля) газообразного водорода, с образованием воды, выделяется 68 260 *ккал* тепла, т. е. 33 860 *ккал* на 1 *кг* газообразного водорода, или 3046 *ккал* на 1 *м³* водорода при нормальных условиях (температура 0° С, давление 1 *атм*).

Следовательно, при сгорании 1 *кг* газообразного водорода выделяется в 4, 2 раза больше тепла, чем при сгорании 1 *кг* углерода. Поэтому теплота сгорания топлива значительно возрастает с повышением содержания в нем водорода. Так, теплота сгорания горючей массы кокса с минимальным содержанием водорода равна около 8000 *ккал/кг*, а теплота сгорания мазута, состоящего примерно из 88% углерода и 12% водорода, — более 10 000 *ккал/кг*. Теплота сгорания 1 *кг* метана, состоящего из 75% углерода и 25% водорода, еще выше, ~ 13 000 *ккал*.

Продукты сгорания отводят из котлов и печей обычно при температуре, превышающей 100°. В этих условиях в дымовых газах содержится не вода, а водяной пар. На нагревание и испарение 1 *кг* влаги расходуется около 600 *ккал*.

С учетом расхода тепла на испарение воды при сгорании килограмм-молекулы водорода выделяется 57 740 ккал тепла, т. е. 28 640 ккал на 1 кг водорода, или 2576 ккал на 1 нормальный кубометр (1 нм<sup>3</sup>) водорода.

Количество тепла, выделяющееся при сгорании 1 кг водорода в воду, называется *высшей теплотой сгорания*, а количество тепла, выделяющееся при сгорании 1 кг водорода в водяной пар, — *низшей теплотой сгорания*.

Отношение высшей теплоты сгорания водорода к низшей составляет 68 260 : 57 740, т. е. около 1,18.

В соответствии с этим топливо, в состав которого входит значительный процент водорода, имеет существенное различие между высшей и низшей теплотой сгорания.

При сжигании природного газа и других видов бессернистого топлива с высоким содержанием водорода есть возможность охладить продукты сгорания ниже точки росы и использовать теплоту конденсации содержащегося в них водяного пара.

В этих условиях возможное использование потенциального тепла топлива определяется его высшей теплотой сгорания, и количество использованного тепла может превосходить низшую теплоту сгорания топлива.

Водород, содержащийся в твердом и жидком топливе, выделяет при сгорании несколько меньше тепла, чем молекулярный газообразный водород.

Содержащийся в топливе водород, подобно углероду, входит в состав различных органических соединений, теплота разложения которых неодинакова. Поэтому 1 кг водорода, содержащийся в различных видах твердого и жидкого топлива, выделяет при сгорании различное количество тепла. Это различие, впрочем, не очень велико. Д. И. Менделеев установил, что 1 кг водорода, содержащийся в различных видах твердого и жидкого топлива, выделяет тепла при сгорании в воду около 30 000 ккал, а при сгорании в водяной пар — 24 600 ккал (на 4000 ккал меньше, чем 1 кг молекулярного газообразного водорода).

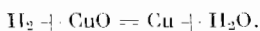
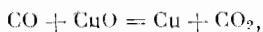
Жаропроизводительность молекулярного водорода равна 2235° С, т. е. близка к жаропроизводительности углерода, несмотря на большое различие в теплоте сгорания углерода и водорода.

Закономерность этого весьма важного положения обоснована при обсуждении жаропроизводительности топлива (гл. VIII).

Содержание водорода в горючей массе топлива повышает его реакционную способность и скорость горения.

Повышение содержания водорода в горючей массе твердого топлива обуславливает увеличение выхода летучих веществ, выделяющихся при нагревании топлива без доступа воздуха.

**Определение содержания углерода и водорода в топливе.** Содержание углерода и водорода в топливе определяют путем сжигания небольшой навески (0,3—0,5 г) воздушносухого топлива в токе кислорода. Газообразные продукты сгорания пропускают через контактную массу, состоящую из раскаленной окиси меди, что обеспечивает полноту окисления продуктов неполного сгорания до углекислого газа и водяного пара:



Затем образующийся водяной пар поглощают серной кислотой или прокаленным хлористым кальцием, а углекислый газ — едким кали.

По увеличению веса поглотителей определяют количество водяного пара и углекислого газа и в соответствии с этим подсчитывают содержание углерода и водорода в навеске испытуемого топлива.

При определении содержания углерода и водорода применяемый кислород очищают от следов углекислого газа и водяного пара при помощи поглотителей — натронной извести ( $\text{Ca(OH)}_2$ ), хлористого кальция ( $\text{CaCl}_2$ ) и концентрированной серной кислоты. С другой стороны, продукты сгорания перед пропуском их через окись меди освобождают от сернистого газа,

образующегося в результате сгорания содержащейся в топливе серы, путем поглощения его хромовокислым свинцом с образованием сернокислого свинца.

Процесс сгорания топлива и полного окисления образующихся газообразных продуктов реакции путем контакта с окисью меди ведут при температуре  $\sim 800^\circ$ , а очистку продуктов сгорания от сернистого газа — при  $600^\circ$ .

Схема установки для определения содержания углерода и водорода в топливе изображена на рис. 1.

Кислород из газометров 1 пропускают через колонки для очистки 2, заполненные сначала на  $\frac{2}{3}$  натронной известью, а затем на  $\frac{1}{3}$  хлористым кальцием для поглощения влаги, выделяющейся при взаимодействии натронной извести с углекислым газом, и затем — через поглотители влаги 3, заполненные серной кислотой.

Очищенный от углекислого газа и влаги кислород поступает в трубку 4 (диаметром 15—20 мм и длиной 1000—1100 мм) для сжигания топлива. Трубка выполнена из прозрачного кварца, тугоплавкого стекла или неглазурованного фарфора.

В трубке последовательно размещены: пробка *a* из медной сетки длиной 100 мм; платиновая или фарфоровая лодочка *b* длиной 55 мм с навеской испытуемого топлива; слой окиси меди *e* для полного окисления газообразных продуктов длиной 330—350 мм, размещенный между двумя пробками из медной сетки — *г* и *д*, длиной 30 мм; слой хромовокислого свинца *e* для поглощения сернистого газа длиной 130—150 мм, расположенный между пробками из медной сетки *д* и *ж* длиной 30 мм.

Реакционная трубка 4 помещена на подставке в электронагревательную установку, состоящую из трех подвижных трубчатых печей 5, 6 и 7, установленных на общей станине.

Нагревательная печь 5 длиной 150—180 мм с нагревом до  $800^\circ$  устанавливается перед опытом так, чтобы в ней была размещена пробка из медной сетки *a*. Затем печь постепенно продвигают вправо с тем, чтобы температуру лодочки с топливом повышать медленно:

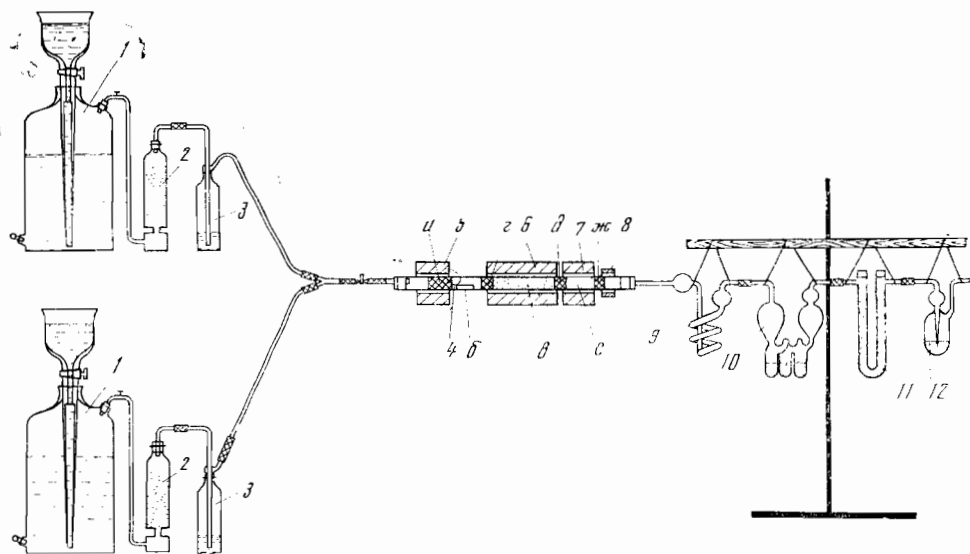


Рис. 1. Схема установки для элементарного анализа топлива:

- 1 — газометры;
- 2 — очистные колонки;
- 3 — поглотители влаги;
- 4 — трубка для сжигания топлива;
- 5, 6, 7 — подвижные трубчатые печи;
- 8 — муфта;

- 9 — змеевик с серной кислотой;
- 10 — кали-аппарат;
- 11 — U-образная трубка с натронной известью;
- 12 — гусек с серной кислотой;

- a* — пробка;
- b* — платиновая или фарфоровая лодочка;
- e* — окись меди;
- г, д, ж* — пробки из медной сетки;
- e* — хромовокислый свинец

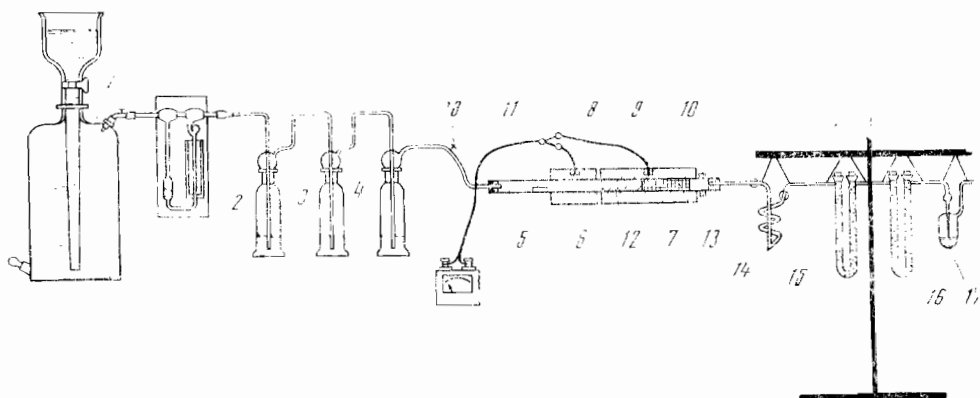


Рис. 2. Схема установки для ускоренного элементарного анализа топлива:

- |                                  |   |   |
|----------------------------------|---|---|
| 1 — газометр;                    | 6, 7 — подвижные трубчатые электропечи; | 13 — хромовокислый свинец                 |
| 2 — реометр;                     | 8, 9 — термопары;                       | 14 — змеевик с $H_2SO_4$ ;                |
| 3 — промывная склянка с KOH;     | 10 — муфта;                             | 15, 16 — поглотители с натровой известью; |
| 4 — то же, с $H_2SO_4$ ;         | 11 — фарфоровая лодочка;                | 17 — гусек с $H_2SO_4$ ;                  |
| 5 — трубка для сжигания топлива; | 12 — окись хрома (или окись меди);      | 18 — зажим                                |

за первые 5 мин до  $30^\circ$ , за 45 мин до  $600^\circ$ , за 1 час до  $800^\circ$ . При быстром повышении температуры будет происходить интенсивное выделение из топлива газообразных продуктов, и слой окиси меди может не справиться с полным их окислением.

В течение первых 5 мин опыта электропечь выдерживают у переднего края лодочки, затем в течение 40—60 мин, несколько передвинутая вправо, она должна быть размещена таким образом, чтобы в ней находилась одна треть лодочки. Затем печь вновь передвигают вправо так, чтобы в ней находились две трети лодочки. В этом положении печь выдерживают 10 мин. В течение последующих 40—60 мин в продвинутой еще более вправо печи должна находиться целиком вся лодочка.

Вторую нагревательную печь 6 длиной 330—350 мм, с нагревом также до  $800^\circ$ , устанавливают для нагрева слоя окиси меди 6.

Третью печь 7 используют для нагрева до  $600^\circ$  слоя хромовокислого свинца 13.

Вслед за электропечами устанавливается муфта 8 длиной около 40 мм, обогреваемая электротоком до температуры  $105\text{--}110^\circ$  для удаления влаги, сконденсировавшейся в трубке.

Водяной пар, содержащийся в продуктах сгорания, поглощают серной кислотой в змеевике 9. Змеевик с кислотой предварительно точно взвешивают. По увеличению веса змеевика в конце опыта определяют количество поглощенной влаги.

Улавливание углекислого газа производят в кали-аппарате 10, заполненном 40%-ным раствором едкого кали. Полноту поглощения углекислого газа контролируют путем пропускания продуктов сгорания через U-образную трубку 11, заполненную на две трети натровой известью и на одну треть — хлористым кальцием.

В конце поглотительной цепи устанавливают гусек 12 с серной кислотой, применяемой для контроля скорости пропускания газа через систему (1 — 2 пузырька в сек) и для предохранения поглотителей от попадания влаги из воздуха.

Взвешивание топлива и поглотительных сосудов производят на аналитических весах с точностью до 0,0002 г.

Содержание углерода в топливе определяют по формуле

$$C = \frac{(A_1 + A_2) \cdot 0,273 \cdot 100}{B} \%, \quad (1.1)$$

где  $A_1$  — привес кали-аппарата с раствором едкого кали, г;

$A_2$  — привес контрольной U-образной трубки 11 с натровой известью, г;

$0,273 = \frac{12}{44}$  — коэффициент для пересчета  $\text{CO}_2$  в  $\text{C}$ ;  $B$  — навеска испытуемого топлива, г.

При содержании в аналитической пробе  $\text{CO}_2$  более 2% количество углерода в процентах подсчитывают по формуле

$$\text{C} = \frac{(A_1 + A_2) 0,273 \cdot 100}{B} - 0,273 (\text{CO}_2)^a. \quad (I.2)$$

Содержание водорода в топливе (в %) подсчитывается по формуле

$$\text{H} = \left( \frac{B \cdot 100}{B} - W \right) \cdot 0,112, \quad (I.3)$$

где  $B$  — привес змеевика 9 с серной кислотой, г;

$B$  — навеска испытуемого топлива, г;

$W$  — содержание влаги в испытуемом топливе, %;  $0,112 = 2/18$  — коэффициент для пересчета  $\text{H}_2\text{O}$  в  $\text{H}$ .

Ускоренное определение содержания углерода и водорода (ГОСТ 6389-52) производят путем сжигания в сильном токе кислорода навески топлива, находящейся в контакте с окисью хрома или окисью меди, и поглощения образующихся  $\text{H}_2\text{O}$  и  $\text{CO}_2$ .

Кислород из газометра 1 (рис. 2) пропускают через реометр 2, промывную склянку 3 с раствором КОН для очистки кислорода от  $\text{CO}_2$  и склянку 4 с  $\text{H}_2\text{SO}_4$  для очистки кислорода от влаги. Очищенный кислород поступает в трубку 5 для сжигания топлива, выполненную из кварца, тугоплавкого стекла или фарфора; внутренний диаметр трубки 15—20 мм. Трубку 5 устанавливают в трубчатой электропечи диаметром 35—40 мм, состоящей из двух подвижных элементов 6 длиной 150—180 мм и 7 — длиной 330—350 мм. Температуру в печи измеряют термopарами 8 и 9. За печью устанавливают электрообогреваемую муфту 10 для удаления из трубки скопелировавшейся в ней влаги.

В трубку 5 помещают фарфоровую лодочку 11 с навеской топлива. Навеску топлива в 0,25—0,3 г берут из аналитической пробы с точностью до 0,0002 г и засыпают слоем окиси хрома или окиси меди. Для обеспечения полноты сгорания навески топлива в трубку помещают также реактивы — окись хрома или окись меди 12, а для поглощения окислов серы, образующихся при сгорании топлива, — хромовокислый свинец 13.

Поглощение  $\text{H}_2\text{O}$  осуществляют в змеевике 14, заполненном  $\text{H}_2\text{SO}_4$ , или в трубках с хлористым кальцием, а поглощение  $\text{CO}_2$  — в трубках 15 и 16, заполненных на  $2/3$  аскаритом или натронной известью и на  $1/3$  хлористым кальцием, или в поглотителях с 40%-ным раствором КОН. В конце установки помещают гусек 17 с  $\text{H}_2\text{SO}_4$ . Ток кислорода через систему (200—250 мл/мин) регулируют винтовым зажимом 18.

Перед анализом установку проверяют на герметичность. Лодочку с навеской 11 помещают в трубку на расстоянии 1—2 см от печи 6. Затем печь 6 передвигают навстречу току кислорода так, чтобы лодочка оказалась внутри печи. Температуру в печи 6 при сжигании угля и торфа поддерживают  $700 \pm 25^\circ$ , а при сжигании сланца  $800 \pm 25^\circ$ .

Продолжительность сжигания в кварцевой или стеклянной трубке: торфа — 5 мин, угля — 8 мин, сланца — 12 мин, а в фарфоровой трубке — соответственно 10, 13 и 17 мин.

Содержание углерода и водорода в топливе подсчитывают по формулам (I.1), (I.2) и (I.3). Расхождение между параллельными определениями не должно превышать для углерода 0,3 и для водорода 0,1%.

**Кислород.** Третьим важным компонентом горючей массы топлива является кислород. В горючей массе различных видов топлива кислород содержится в следующих количествах (округленно в процентах по массе):

Природный газ . . . . .	0	Кокс . . . . .	1—3
Нефтепромысловый (попутный) газ . . . . .	0	Каменные угли . . . . .	2—12
Сжиженный газ . . . . .	0	Бурые угли . . . . .	19—27
Бензин . . . . .	0	Сланцы . . . . .	12—18
Керосин . . . . .	0	Торф . . . . .	33
Дизельное топливо . . . . .	0	Дрова . . . . .	42
Мазут . . . . .	0—0,2	Доменный газ . . . . .	Более 50

Высоким содержанием кислорода характеризуется горючая масса растительного топлива, а также молодых видов ископаемого топлива — торфа и бурых углей. Значительно меньше содержится кислорода в каменных углях. В антраците содержание кислорода снижается до 1—2%.

Малое содержание кислорода характерно также для искусственных видов обуглероженного твердого топлива, получаемых из угля, торфа или древесины путем отгонки из них летучих веществ.

Содержащийся в горючей массе кислород снижает ее теплоту сгорания. Это обусловлено двумя факторами.

Во-первых, наличие кислорода в горючей массе топлива соответственно уменьшает процентное содержание в ней углерода и водорода, обладающих высокой теплотой сгорания. Кислород же является как бы балластом, входящим непосредственно в состав органических соединений, образующих горючую массу топлива.

Во-вторых, кислород, входящий в состав горючей массы, находится в химическом соединении с водородом и углеродом, например в виде гидроксильных (ОН) и карбоксильных (COOH) групп, т. е. водород и углерод находятся частично в окисленном состоянии, что существенно снижает количество тепла, выделяемого при их сгорании (доокислении).

Степень снижения теплоты сгорания горючей массы топлива, вследствие содержания в ней кислорода, зависит от состава кислородсодержащих соединений и от того, с каким элементом — водородом или углеродом — химически связан кислород. Однако различие в снижении теплоты сгорания топлива, вследствие соединения кислорода с водородом или углеродом, гораздо меньше различия в теплотах сгорания водорода и углерода.

При взаимодействии углерода с кислородом с образованием углекислого газа по уравнению  $C + O_2 = CO_2$  выделяется 97 650 ккал на 1 килограмм-молекулу (1 моль) вступающего в реакцию кислорода.

При взаимодействии водорода, содержащегося в твердом или жидком топливе, с кислородом с образованием водяного пара по формуле  $H_2 + 0,5O_2 = H_2O$  выделяется 98 400 ккал на 1 моль кислорода.

Таким образом, при соединении кислорода с водородом выделяется тепла лишь на 1% больше, чем при соединении такого же количества кислорода с углеродом.

Д. И. Менделеев установил, что содержание 1% кислорода в горючей массе топлива снижает ее теплоту сгорания вследствие частичного окисления углерода и водорода в среднем на 26 ккал/кг.

При сопоставлении двух указанных выше причин снижения теплоты сгорания горючей массы топлива вследствие содержания в ней кислорода становится очевидным, что первая причина (снижение содержания углерода и водорода) имеет большее значение, чем вторая.

В самом деле, уменьшение содержания водорода в горючей массе на 1% снижает низшую теплоту ее сгорания на 246 ккал/кг, уменьшение содержания углерода на 1% — соответственно на 81 ккал/кг, а дополнительное снижение теплоты сгорания вследствие частичного (1%) окисления углерода и водорода горючей массы составляет 26 ккал/кг.

Теплота сгорания 1 кг горючей массы древесины вследствие высокого содержания кислорода (около 44%) примерно в 2 раза ниже теплоты сгорания горючей массы антрацита или кокса и в 2,5—3 раза ниже теплоты сгорания углеводородного топлива. Топливо с высоким содержанием кис-

лорода в горючей массе — древесина, торф, молодые бурые угли — обладает высокой гигроскопичностью и содержит много влаги. У этих видов топлива теплота сгорания влажной рабочей массы значительно ниже теплоты сгорания горючей массы.

Наличие кислорода в горючей массе твердого топлива сравнительно мало сказывается на ее жаропроизводительности, однако высокая влажность топлива с большим содержанием кислорода обуславливает увеличение объема продуктов сгорания вследствие испарения влаги и снижение в результате этого температуры, развиваемой при сжигании топлива.

Твердое топливо с большим содержанием кислорода в горючей массе характеризуется высоким выходом летучих веществ, легко зажигается и обладает высокой реакционной способностью. В легком дистиллированном жидком топливе практически не содержится кислорода. В сырой нефти и мазуте, хотя и в незначительном количестве, содержится кислород, входящий в состав смол и нафтеновых кислот. В природных и нефтезаводских газах содержится весьма мало кислорода (входящего в состав окислов углерода). В коксовых, генераторных и доменных газах содержится значительное количество связанного кислорода (в виде  $\text{CO}$  и  $\text{CO}_2$ ), а содержание свободного молекулярного кислорода обычно не превышает 1%.

Содержание кислорода в газе (в процентах по объему) определяют путем его поглощения пирогаллолом, а в горючей массе твердого топлива (в процентах по массе) фиксируют по разности после определения остальных компонентов горючей массы топлива:

$$\text{O}^{\Gamma} = 100\% - (\text{C}^{\Gamma} + \text{H}^{\Gamma} + \text{S}_{\text{ок}}^{\Gamma} + \text{N}^{\Gamma}) \, \%.$$

**Азот.** Содержание азота в горючей массе твердого топлива колеблется от 0,6 (дрова) до 2% у некоторых видов углей и торфа.

В процессе горения азот топлива переходит в дымовые газы в виде молекулярного азота  $\text{N}_2$ . Таким образом, азот, входящий в состав сложных органических соединений горючей массы топлива, не окисляется в процессе горения, не выделяет тепла, и содержание азота как балласта в топливе понижает его теплоту сгорания вследствие уменьшения содержания горючих компонентов — углерода и водорода.

При коксовании каменных углей в атмосфере, не имеющей свободного кислорода, азот, содержащийся в топливе, в значительной степени выделяется в виде аммиака  $\text{NH}_3$ .

В нефти содержание азота обычно колеблется от 0,03 до 0,3%.

В газообразном топливе основным видом балласта является азот — от долей процента в некоторых природных и нефтепромысловых газах до 60% в доменных газах и 75% в ваграночных газах. Газы с высоким содержанием азота характеризуются низкой теплотой сгорания и пониженной жаропроизводительностью.

Содержание азота в твердом и жидком топливе определяют по методу Кьелдаля, основанному на способности кипящей серной кислоты окислять органические соединения до  $\text{CO}_2$  и  $\text{H}_2\text{O}$ , а содержащийся в них азот превращать в  $\text{NH}_3$ . Образующийся аммиак улавливают серной кислотой и по количеству  $\text{NH}_3$  определяют содержание азота в топливе.

В газообразном топливе азот фиксируют как остаточный член после определения содержания в газе других компонентов

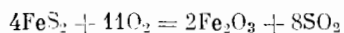
$$\text{N}_2 = 100\% - (\text{CO}_2 + \text{O}_2 + \text{CO} + \text{H}_2 + \text{CH}_4 + \text{и т. д.}) \, \%.$$

**Сера.** В твердом топливе содержатся три вида серы: органическая, колчеданная (пиритная) и сульфатная.

Органическая сера  $\text{S}^{\circ}$  входит в состав сложных органических соединений, образующих топливо. При сжигании топлива органическая сера сгорает с образованием сернистого газа с выделением 69 800 ккал на 1 кг-атом серы ( $\text{S} + \text{O}_2 = \text{SO}_2 + 69\,800 \text{ ккал}$ ), или около 2180 ккал на 1 кг серы.



Колчеданная, или пиритная, сера  $S^k$  входит в состав железного колчедана  $FeS_2$  и других сернистых соединений. При сжигании топлива колчедан сгорает с образованием сернистого газа и окислов железа.



с выделением около 200 000 ккал тепла на 1 кг-молекулу колчедана; при этом за счет сгорания серы выделяется около 140 000 ккал, в результате окисления железа — около 60 000 ккал. При пересчете всего количества тепла, выделяющегося при сгорании колчедана, т. е. 200 000 ккал/моль, на содержащуюся в нем серу, получают «кажущийся» тепловой эффект, равный примерно 3100 ккал на 1 кг серы.

При подсчетах теплоты сгорания твердого и жидкого топлива можно приять, что на 1 кг горючей серы выделяется в среднем около 2600 ккал, или 26 ккал на 1% горючей серы, содержащейся в 1 кг топлива. Таким образом, содержание серы несколько снижает теплоту сгорания топлива, особенно высококалорийного.

Данные о содержании горючей серы (органической и колчеданной) в различных видах топлива приведены в табл. 7. Там же дано процентное содержание горючей серы в топливе, пересчитанное на 1000 ккал низшей теплоты сгорания ( $Q_n^p$ ), т. е. показана приведенная сернистость топлива

$$S_{\text{прив}} = 1000 S^c : Q_n^p.$$

Сера резко понижает народнохозяйственную ценность топлива, особенно технологического. Содержащаяся в коксе сера частично переходит в выплавляемый металл, который становится ломким при высокой температуре. Во избежание этого серу кокса химически связывают известью и переводят в шлаки. Увеличение содержания серы в коксе на 1% обуславливает повышение расхода флюсов и топлива примерно на 15%. При этом значительно снижается производительность доменных печей.

Таблица 7

Содержание серы в горючей массе топлива и приведенная сернистость рабочего топлива

Топливо	Содержание серы в горючей массе, %	Приведенная сернистость рабочего топлива, % по массе	Топливо	Содержание серы в горючей массе, %	Приведенная сернистость рабочего топлива, % по массе
Дрова . . . . .	0,0	0,0	Бурый уголь челябинский	2,0	0,3
Природный газ . . . . .	0,0	0,0	Кокс донецкий . . . . .	1,8	0,3
Бензин . . . . .	0,15	0,015	Антрацит донецкий . . . .	2,0	0,3
Керосин тракторный . . .	1,0	0,1	Полуантрацит донецкий	2,5	0,35
Дизельное топливо . . . .	1,0	0,1	Высокосернистый мазут	3,5	0,35
Торф . . . . .	0,3	0,05	Каменный уголь донецкий	3—5	0,4—0,8
Малосернистый мазут . . .	0,5	0,05	Сланцы эстонские . . . . .	4,0	0,6
Кокс кузнецкий . . . . .	0,5	0,07	Промежуточный продукт обогащения донецких углей . . . . .	8,0	1,0
Каменный уголь кузнецкий	0,5	0,07	Каменный уголь кизеловский . . . . .	7,0	1,0
Бурый уголь канско-ачинский . . . . .	1,0	0,15	Бурый уголь подмосковный . . . . .	6,0	1,2
Каменный уголь экибастузский . . . . .	1,2	0,2	Сланцы волжские . . . . .	10—13	2,5
Каменный уголь карагандинский . . . . .	1,0	0,2			
Сернистый мазут . . . . .	2,0	0,2			

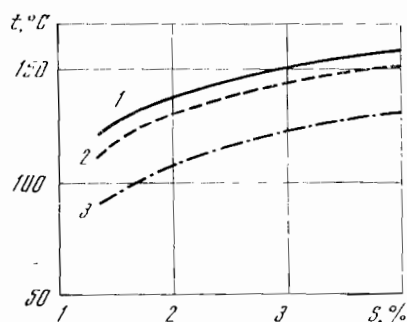


Рис. 3. Зависимость точки росы продуктов сгорания от содержания серы в топливе и коэффициента избытка воздуха  $\alpha$ :

1 —  $\alpha = 1,15$ ;

2 —  $\alpha = 1,10$ ;

3 —  $\alpha = 1,05$

Помимо органической и колчеданной серы в топливе содержится небольшое количество полностью окисленной сульфатной серы, входящей в состав  $\text{CaSO}_4$ ,  $\text{FeSO}_4$  и других сернокислых солей. При сжигании топлива сульфатная сера переходит в золу и вследствие этого ее наличие мало сказывается на свойствах топлива.

В жидком топливе сера содержится преимущественно в виде органических соединений. Производство моторного топлива и смазочных масел из высокосернистой нефти крайне осложняется необходимостью их очистки от сернистых соединений.

В газообразном топливе сера содержится в виде сероводорода и частично в виде сероуглерода  $\text{CS}_2$  и других органических соединений.

При высоком содержании горючей серы в котельном топливе дымовые газы сильно загрязнены сернистым ангидридом  $\text{SO}_2$ , губительно действующим на металлические поверхности и растительность. При сжигании сернистого топлива с избытком воздуха происходит частичное окисление  $\text{SO}_2$  до  $\text{SO}_3$  с образованием серной кислоты  $\text{SO}_3 + \text{H}_2\text{O} = \text{H}_2\text{SO}_4$ , сильно корродирующей металл, особенно при температуре, близкой к точке росы паров серной кислоты. Температура конденсации водяных паров, содержащихся в продуктах сгорания топлива, зависит от парциального давления  $\text{H}_2\text{O}$ . При парциальном давлении  $\text{H}_2\text{O}$  порядка 0,1 *атм* (например, при сжигании мазута с небольшим избытком воздуха) точка росы равна около  $45^\circ$ .

Однако при сжигании сернистого топлива приходится считаться с точкой росы, обусловленной конденсацией не водяного пара, а паров серной кислоты. На рис. 3 показана точка росы продуктов сгорания сернистого топлива в зависимости от содержания в них  $\text{SO}_3$ .

При температуре, близкой к точке росы, наблюдается сильная коррозия поверхностей нагрева котлов. Во избежание этого дымовые газы отводятся из котлоагрегатов при более высокой температуре, что снижает к.п.д. котельной установки.

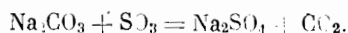
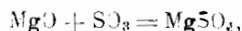
Для предотвращения коррозии стремятся сжигать сернистое топливо с минимальным избытком воздуха (примерно 2—3%) и тем самым не допустить окисления  $\text{SO}_2$  в  $\text{SO}_3$ .

Для уменьшения загрязнения воздушного бассейна городов окислами серы создают установки для очистки дымовых газов и сооружают дорогостоящие высокие дымовые трубы.

**Определение содержания серы в топливе.** Определение в твердом топливе содержания общей серы основано на следующих операциях.

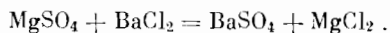
1. Сжигание навески топлива.

2. Поглощение образующихся при сжигании окислов серы смесью Эшка, состоящей из 67%  $\text{MgO}$  и 33%  $\text{Na}_2\text{CO}_3$ , с образованием сернокислых солей магния и натрия



3. Растворение образующихся сернокислых солей в горячей воде.

4. Осаждение сернокислых соединений в виде нерастворимого в воде сернокислого бария



5. Отделение осадка сернокислого бария на фильтре, высушивание, сжигание фильтра и прокаливание осадка сернокислого бария.

6. Взвешивание сернокислого бария и подсчет содержащейся в нем серы.

Определение содержания серы в твердом топливе осуществляют следующим образом.

В прокаленный до постоянного веса фарфоровый тигель емкостью около 20 см<sup>3</sup> помещают навеску мелкоизмельченного испытуемого топлива 1 г ( $\pm 0,1$  г). Взвешивание топлива производят на аналитических весах с точностью до 0,0002 г. Затем в тигель вносят 2 г предварительно подготовленной поглотительной смеси Эшка и тщательно перемешивают навеску топлива с поглотительной смесью металлической палочкой.

Содержимое тигля покрывают слоем поглотительной смеси, взятой в количестве около 1 г. Применяемая поглотительная смесь не должна содержать серы. Взвешивание поглотительной смеси производят на технических весах с точностью около 0,1 г. Тигель с навеской топлива, смешанного с поглотительной смесью и прикрытого дополнительно сверху слоем смеси для поглощения выделяющихся окислов серы, нагревают. Нагревание должно производиться медленно по избежание интенсивного выделения из топлива летучих веществ и уноса их током из тигля верхнего покровного слоя поглотительной смеси, вследствие чего может иметь место неполнота поглощения выделяющихся окислов серы. Поэтому тигли с испытуемым топливом, смешанным с поглотительной смесью, устанавливают в электрическую муфельную печь, температуру в которой в течение часа повышают до  $800 \pm 25^\circ \text{C}$ , а затем при этой температуре прокаливают содержимое тигля не менее 2 час (в процессе анализа следует наблюдать за тем, чтобы на поверхности покровного поглотительного слоя в тигле не появилось черного палета частиц топлива). Затем тигель охлаждают, его содержимое переносят в стакан емкостью 300 см<sup>3</sup>, добавляют 100—150 мл горячей дистиллированной воды и доводят до кипения. При этом в стакане не должно быть черных частиц несгоревшего топлива (в случае обнаружения таких частиц определение должно быть проведено заново). Раствор с осадком из стакана переносят на фильтр путем трехкратной декантации горячей водой и промывают сильным током горячей воды. В осадке остается окись магния. Сернокислые соединения и сода переходят в раствор. Раствор подкисляют химически чистой концентрированной соляной кислотой до слабокислой реакции (индикатор метил-оранж), затем нагревают до кипения и постепенно добавляют 10 мл нагретого до кипения 10%-ного раствора хлористого бария для перевода сернокислых солей в нерастворимый сернокислый барий.

В случае неполного окисления серы и образования не сернокислых, а сернистокислых соединений, например  $\text{MgSO}_3$ , определенное таким образом содержание серы в топливе будет заниженным, так как в этом случае нерастворимый осадок сернокислого бария  $\text{BaSO}_4$  не образуется.

Поэтому в течение многих лет считалось необходимым, в целях достаточно полного окисления, добавлять в стакан с горячей водой несколько миллилитров концентрированной бромной воды или других энергично действующих окислителей для перевода сернистокислых соединений в сернокислые. Однако исследования, проведенные во Всесоюзном теплотехническом институте, показали, что при нагревании топлива с поглотительной смесью в муфельной печи сера, содержащаяся в топливе, полностью окисляется с образованием сернокислых солей, и операция окисления бромной водой признана излишней и не включена в стандартный метод определения содержания серы в топливе (ГОСТ 8606-68).

При нагревании навески топлива с поглотительной смесью на газовой горелке в условиях недостаточного притока кислорода воздуха может иметь место неполнота окисления серы до сернокислых соединений, вследствие чего операция окисления бромной водой может оказаться необходимой.

Стакан с горячей водой и содержимым тигля после добавления раствора хлористого бария кипятят в течение 2 час на водяной бане и оставляют на ночь при комнатной тем-

температуре для образования крупнокристаллического осадка сернокислого бария. Затем содержимое стакана фильтруют через плотный беззольный фильтр и тщательно промывают горячей водой для удаления соляной кислоты (капля фильтрата не должна вызывать помутнения раствора азотнокислого серебра; в противном случае в фильтрате содержится ион хлора, т. е. осадок недостаточно промыт).

Фильтр с осадком переносят в фарфоровый тигель и медленно подогревают тигель на электрической плитке или горелке, высушивая и обугливая фильтр. Вслед за этим тигель переносят в муфельную печь и прокаливают его содержимое при температуре  $800 \pm 25^\circ$  до постоянного веса.

Содержание серы подсчитывают по формуле

$$S = \frac{B \cdot 0,1373}{A} \cdot 100, \quad (I.4)$$

где S — содержание серы в топливе, %;

B — вес прокаленного сернокислого бария, г;

A — навеска угля, г;

0,1373 =  $32/233$  — коэффициент, показывающий содержание серы в сернокислом барии.

При содержании серы до 2% расхождения в определении в одной лаборатории не должны превышать 0,05% и в разных лабораториях — 0,1%, а при большем содержании серы — соответственно 0,1 и 0,2%.

*Определение содержания серы в жидком топливе.* Навеску мазута и смесь перекиси марганца и безводного углекислого натрия, помещенные в тигле, сжигают в электропечи при температуре  $800^\circ\text{C}$ .

Затем охлажденный тигель переносят в стакан с горячей водой и нагревают на водяной бане. После отстаивания смеси промывают осадок.

К фильтрату добавляют хлористый барий и полученный осадок сернокислого бария обрабатывают аналогично описанной выше методике определения серы в твердом топливе. При содержании серы в мазуте до 0,5% допускаются расхождения в параллельных определениях до 0,05%, а при большем содержании серы — до 0,1%.

**Выход летучих веществ и кокса.** При нагревании твердого топлива без доступа воздуха горючая масса разрушается и из нее выделяются летучие вещества V, состоящие в основном из молекулярного водорода, окислов углерода, метана и других углеводородов.

Выход и состав летучих веществ зависят от состава горючей массы топлива, температуры и длительности нагрева топлива.

При лабораторном определении выхода летучих веществ для получения сопоставимых результатов анализ осуществляют по единой методике, в соответствии с ГОСТ 6332-65.

После выделения летучих веществ из горючей массы остается кокс ( $K^r$ ) с высоким содержанием углерода — 95—98%.

Выход летучих веществ и беззольного кокса для большинства видов твердого топлива определяют в процентах по массе

$$V^r + K^r = 100\%. \quad (I.5)$$

Выход летучих веществ из горючей массы твердого топлива колеблется в широких пределах. Он тем выше, чем больше содержание в горючей массе кислорода и водорода. Для наиболее распространенных твердых топлив выход летучих веществ составляет (в % от горючей массы):

Дрова . . . . .	85
Слапцы . . . . .	80
Торф . . . . .	70
Бурые угли . . . . .	40—60
Каменные угли . . . . .	10—40

Топливо с высоким выходом летучих веществ (дрова, торф, бурые угли, длиннопламенные и газовые каменные угли, сланцы) легко загорается и горит с образованием пламени в объеме печи или топки.

Д. И. Менделеев отмечал, что топливо с весьма малым выходом летучих, в частности кокс, «горит без пламени и дает жар, концентрирующийся там, где идет горение (а не в пламени, т. е. вдали от места самого топлива)» [12, стр. 476].

Выход летучих веществ и кокса в сочетании с характеристиками кокса (порошкообразный, слипшийся, спекшийся и т. д.) является важнейшим классификационным признаком каменных углей, определяющим целесообразность их использования для производства металлургического кокса.

Определение выхода летучих веществ в углях в соответствии с ГОСТ 6382-65 осуществляют следующим образом.

Из аналитической пробы угля берут навески при точности взвешивания  $\pm 0,01$  г. Навески бурых углей, а также каменных углей с выходом летучих веществ более 20%, образующих порошкообразный или слипшийся нелетучий остаток, предварительно брикетируют. Тигли с навесками угля, закрытые крышками, помещают в зону устойчивой температуры лабораторной печи, нагретой до  $850 \pm 25^\circ$ , и выдерживают в ней в течение 7 мин. Затем тигли вынимают, охлаждают на воздухе до комнатной температуры и взвешивают с точностью до 0,0002 г.

Выход летучих веществ в аналитической пробе подсчитывают по формуле

$$V^a = \frac{g_1 \cdot 100}{g} - W^a \%, \quad (I.6)$$

а при содержании углекислоты карбонатов более 2% — по формуле

$$V^a = \frac{g_1 \cdot 100}{g} - W^a - (CO_2)_{\text{карб}}^a \%, \quad (I.6a)$$

где  $g$  — навеска топлива, г;

$g_1$  — убыль в массе тигля с навеской, г;

$W^a$  — содержание влаги в пробе, %;

$(CO_2)_{\text{карб}}^a$  — содержание углекислоты карбонатов, %.

Выход летучих веществ на горючую массу подсчитывают по формуле

$$V^r = V^a \cdot \frac{100}{100 - W^a - A^a} \%, \quad (I.7)$$

а при содержании в аналитической пробе более 2% углекислоты карбонатов — по формуле

$$V^r = V^a \cdot \frac{100}{100 - W^a - A^a - (CO_2)_{\text{карб}}^a} \%. \quad (I.7a)$$

Результаты определения округляют до 0,1%.

Расхождения в результатах анализа пробы не должны превышать в одной и той же лаборатории (параллельные определения) 0,5% при выходе летучих веществ до 45% и 1% — при большем выходе летучих веществ; в разных лабораториях — 1% при выходе летучих веществ до 45% и 1,5% — при большем выходе летучих веществ.

Нелетучий остаток, полученный в тигле после определения выхода летучих веществ, классифицируют следующим образом:

1) порошкообразный;

2) слипшийся — при легком нажиме пальцем рассыпается в порошок;

3) слабоспекшийся — при легком нажиме пальцем раскалывается на отдельные кусочки;

4) спекшийся несплавленный — для раскалывания на отдельные кусочки необходимо приложить усилие;

5) сплавленный невспученный — плоская лепешка с серебристым металлическим блеском поверхности;

6) сплавленный вспученный — вспученный нелетучий остаток с серебристым металлическим блеском поверхности высотой менее 15 мм;

7) сплавленный сильно вспученный — вспученный нелетучий остаток с серебристым металлическим блеском поверхности высотой более 15 мм.

Определение выхода летучих веществ при нагревании антрацита и полуантрацита, т. е. топлива с весьма высоким содержанием углерода, осуществляют в соответствии с ГОСТ 7303-67 не по весу, а по объему, т. е. фиксируют объем летучих веществ в миллилитрах, выделяющихся из 1 г испытуемого топлива.

## МИНЕРАЛЬНАЯ МАССА ТОПЛИВА И ЗОЛА

Все виды топлива, за исключением газообразного и наиболее легких видов дистиллированного жидкого топлива, содержат минеральные вещества. Содержание минеральных веществ в топливе колеблется в весьма широких пределах — от малых долей процента в жидком топливе до многих десятков процентов в высокосольных углях и сланцах.

Часть минеральных веществ, содержащихся в топливе, например в дровах, извлечена растениями из почвы в виде различных солей. Поэтому при сжигании дров образуется около 1% золы, состоящей из окислов металлов и минеральных солей.

В ископаемом твердом топливе (каменные и бурые угли, торф) содержится значительно больше минеральных веществ, чем в древесине, вследствие постепенного отложения солей в процессе длительного образования пластов топлива. Эти минеральные вещества равномерно распределены в топливе, и удаление их практически невозможно.

Кроме того, в процессе добычи твердого ископаемого топлива оно загрязняется кусками пустой породы, вследствие чего содержание минеральных веществ в топливе повышается. От этих загрязнений угли могут быть частично освобождены путем обогащения.

Лабораторное извлечение минеральных веществ из топлива может быть осуществлено по методу, разработанному членом-корреспондентом АН СССР Н. М. Караваевым и профессором И. Б. Раппопортом. Метод заключается в обработке в платиновой чашке небольшой навески топлива разбавленным фтористым водородом HF. При этом извлекаются минеральные вещества за исключением сернистого колчедана, содержание которого определяют по количеству в топливе колчеданной горючей серы. Метод Н. М. Караваева и И. Б. Раппопорта используется в научных лабораториях. При техническом определении содержания в топливе минеральной массы ограничиваются определением количества золы после прокаливании топлива.

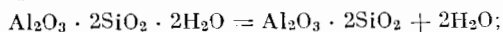
Минеральные вещества, содержащиеся в топливе, понижают его теплоту сгорания вследствие уменьшения доли горючих компонентов и увеличения расхода тепла на нагрев и плавление минеральной массы.

Увеличение расхода тепла на нагрев и плавление минеральной массы имеет существенное значение в топках с жидким шлакоудалением, в топках же с сухим шлакоудалением эта величина сравнительно незначительна. Наличие в топливе минеральной массы понижает также и его жаропроизводительность (увеличивается расход тепла на плавление и нагрев золы до температуры горения топлива). Практически это заметно сказывается на жаропроизводительности лишь при высокой зольности топлива.

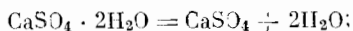
Содержание золы (%) на 1000 ккал нижеи теплоты сгорания топлива называется приведенной золой. Она определяется по формуле

$$A_{\text{прив}} = 1000 \cdot A_p : Q_n^p.$$

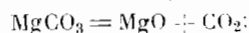
При определении содержания золы в топливе, т. е. при прокаливании минеральной массы, происходят следующие процессы, сопровождающиеся изменением количества исходной минеральной массы: потеря гидратной влаги силикатами



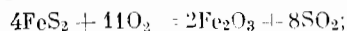
потеря гидратной влаги гипсом



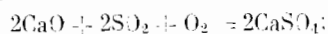
декарбонизация карбонатов:



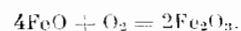
сгорание пирита



образование сульфатов



окисление закисного железа в окисное



По данным В. С. Крыма [16], содержание в топливе минеральных веществ превышает массу золы на 12—14%.

Для определения содержания минеральной массы  $M$  в углях на базе определения их зольности, содержания серы и других характеристик предложен ряд формул. Приведем две из них:

формула Парра

$$M = 1,08,1 + 0,55S;$$

формула Кинга, Мариса и Кроссли [17]

$$M = 1,09,1 + 0,5S_K^0 + 0,8(\text{CO}_2 + \text{SO}_{3\text{угли}} - 1,1\text{SO}_{3\text{зола}} + 0,5\text{Cl},$$

где  $\text{SO}_{3\text{угли}}$  и  $\text{SO}_{3\text{зола}}$  — содержание сульфатов в угле и в золе; Cl — содержание хлора в угле.

Данные о зольности различных видов топлива приведены в табл. 8.

Таблица 8

Примерное содержание золы в сухом топливе и приведенная зольность топлива (в % по массе)

Топливо	Общая зольность	Приведенная зольность	Топливо	Общая зольность	Приведенная зольность
Бензин . . . . .	0	0	Каменный уголь карагандинский . . . . .	25	5
Керосин тракторный . . .	0,005	0,0005	Бурый уголь челябинский	28	6
Дизельное топливо . . . .	0,02	0,002	Каменный уголь кизеловский . . . . .	30	6
Мазут . . . . .	0,3	0,03	Каменный уголь экибастусский . . . . .	40	9
Дрова . . . . .	1	0,2	Бурый уголь подмосковный . . . . .	35	9
Торф . . . . .	10	2	Сланцы эстонские <sup>1</sup> . . . .	40	15
Каменный уголь кузнецкий . . . . .	15	2,5	Сланцы волжские . . . .	60	40
Каменный уголь донецкий	18	3			
Бурый уголь канско-ачинский . . . . .	15	3			

<sup>1</sup> Содержание минеральной массы в эстонских сланцах ~ на 30% превышает зольность.

Вследствие повышения зольности топлива возрастают расходы на его транспорт. Поэтому высокозольное топливо (сланцы, подмосковные угли) нецелесообразно перевозить на дальние расстояния.

Особенно нежелательно повышение зольности технологического топлива. В доменный процесс, в целях удаления золы из печи, вводят известь, которая образует с золой шлаки с пониженной температурой плавления, при этом значительное количество топлива расходуется на нагревание и расплавление минеральных соединений, содержащихся в топливе и вводимых в виде флюсов. Например, при повышении зольности металлургического кокса на 1% расход его возрастает на 2,5% и примерно настолько же снижается производительность доменных печей. Поэтому снижение зольности каменных углей, предназначенных для коксования, особенно важно.

Применение в технологических печах, установленных в производственных цехах, твердого топлива с высокой зольностью также осложняет ход технологического процесса, так как вызывает необходимость частой чистки колосников и удаления золы. Зольность технологического топлива отрицательно сказывается на производительности печей и газогенераторов и осложняет их эксплуатацию.

Топливо с большим содержанием золы, применяемое как энергетическое, по сравнению с малозольным также несколько осложняет работу паровых котлов. Эффективное сжигание топлива с весьма высокой зольностью в мощных паровых котлах электростанций и крупных промышленных предприятий впервые осуществлено в большом масштабе в СССР.

Для рационального использования твердого топлива очень важно знать и содержание в нем золы, и ее плавкость.

**Определение зольности топлива.** Определение содержания золы в топливе производят согласно ГОСТ 11022-64 следующим образом.

Тигли или противни с навесками мелкоизмельченного топлива (по 1—2 г) вставляют в холодную или нагретую не выше 300° муфельную печь, температуру в ней повышают до 800° и при этой температуре пробы прокаливают в течение 1—2 час. Затем тигли и противни вынимают из печи, охлаждают в эксикаторе в течение 5 мин на воздухе до комнатной температуры и взвешивают. Вслед за этим производят контрольные получасовые прокаливания до тех пор, пока изменение веса за одно прокаливание будет менее 0,001 г. Расхождения в параллельных определениях золы в одной лаборатории из одной аналитической пробы не должны превышать 0,2% при зольности топлива до 12%; 0,3% — при зольности топлива от 12 до 25% и 0,5% — при зольности топлива более 25%.

**Ускоренное определение зольности** также производят по ГОСТ 11022-64

Для выбора метода удаления золы из печей и топок в сухом или расплавленном состоянии существенное значение имеет плавкость золы, определяемая следующим образом.

**Определение плавкости золы.** Топливо сжигают в количестве, необходимом для получения 1,5—2 г золы, золу прокаливают до постоянного веса и пестируют в агатовой ступке. Половину золы высыпают в сухую пробирку и хранят для повторных определений, а другую половину смачивают в ступке несколькими каплями 10%-ного водного раствора декстрина и перемешивают до получения однородной пластичной массы.

Эту массу при помощи стального шпателя впрессовывают в стальную форму и формируют в пирамидки высотой 13 мм с основанием в виде равностороннего треугольника со стороной 6 мм. Пирамидки высушивают и затем помещают в криноловую вертикальную трубчатую печь, снабженную трубкой для наблюдения за изменением образцов. Температуру в печи повышают до 800—850° со скоростью 10—15° в мин; дальнейшее повышение температуры до 1500° ведут со скоростью 3—7° в мин.

В процессе нагревания фиксируют: температуру начала оплавления вершины пирамиды, т. е. температуру начала деформации ( $t_1$ ); температуру, при которой пирамида оплавляется, образуя полусферу, т. е. температуру размягчения ( $t_2$ ); температуру начала жидкоплавленного состояния ( $t_3$ ), при которой пирамида растекается по пластинке.



Температура плавления золы зависит до некоторой степени от особенностей атмосферы в печи. Наиболее низкая температура плавления золы фиксируется при содержании в ней закисного железа. При поддержании в печи окислительной атмосферы железо окисляется до окисного, что сказывается на повышении температуры плавления золы.

Согласно ГОСТ 2057-68, определение температуры плавления золы ведут в полувосстановительной газовой среде, характеризующейся полным отсутствием свободного кислорода и содержанием в составе газа восстановительных компонентов — водорода, окиси углерода и метана — от 10 до 70%.

Полувосстановительную атмосферу создают путем введения в печь угольного электродного стержня или пропускания газа, состоящего из 60% CO и 40% CO<sub>2</sub>.

При проведении параллельных определений расхождения в показателях температуры не должны превышать  $\pm 50^\circ$ .

## ВЛАГА ТОПЛИВА

Содержание влаги в топливе колеблется от долей процента в жидком топливе до 50—60% в сырых дровах и свежедобытом торфе. Для характеристики топлива важное значение имеет приведенная влажность  $W_{\text{прив}}$ , т. е. влажность, отнесенная к 1000 ккал низшей теплоты сгорания

$$W_{\text{прив}} = 1000W : Q_{\text{н}}^{\text{P}}$$

В табл. 9 приведены примерные данные об общей и приведенной влажности различных видов топлива.

Естественно, что влажностью топлива снижает теплоту его сгорания.

Топливо с высоким содержанием влаги неэкономично перевозить на дальние расстояния. Подобно многозольному топливу, оно принадлежит к числу местных видов топлива. При сжигании топлива с высокой влажностью значительно снижается также температура горения вследствие расхода тепла на испарение воды и нагревание образующегося водяного пара.

Таблица 9

Примерное содержание влаги в различных видах топлива и приведенная влажность топлива (в % по массе)

Топливо	Общая влажность	Приведенная влажность	Топливо	Общая влажность	Приведенная влажность
Мазут . . . . .	1—5	0,1—0,5	Сланцы эстонские . . .	15	6
Кокс . . . . .	3—8	0,5—1	Бурый уголь канско-ачинский . . . . .	32	9
Антрацит . . . . .	4—7	0,5—1	Бурый уголь подмосковный . . . . .	33	13
Полуантрацит . . . . .	5—7	0,7—1	Дрова . . . . .	30—40	10—15
Каменный уголь тощий	5—7	0,8—1	Сланцы волжские . . .	20	15
Каменный уголь коксовый . . . . .	5—10	0,8—1,5	Торф кусковой . . . .	40	15
Каменный уголь длиннопламенный . . . . .	10—15	1,5—2	Торф фрезерный . . . .	50	25
Бурый уголь челябинский . . . . .	17	5	Бурый уголь александровский . . . . .	53	32

Определение содержания влаги в твердом топливе производят путем высушивания измельченной навески (1—2 г) при температуре 105—110° в сушильном шкафу до постоянного веса. При этой температуре каменные угли выдерживают 1 час, бурые угли—1,5 час и антрациты — 2 час. Затем бюксы с испытуемым топливом вынимают из сушильного шкафа, охлаждают в эксикаторах и взвешивают.

Высушивание повторяют в течение 0,5 час до тех пор, пока убыль веса между двумя определениями будет менее 0,01 г. Иногда при последнем взвешивании отмечается некоторое увеличение веса испытуемого топлива, что объясняется частичным окислением топлива. В этом случае для расчета влажности принимают предпоследний, т. е. минимальный вес.

## Глава II

### ТЕПЛОТА СГОРАНИЯ ТОПЛИВА

#### ЗАВИСИМОСТЬ ТЕПЛОТЫ СГОРАНИЯ ОТ СОСТАВА ТОПЛИВА

Теплота сгорания, или теплотворная способность (теплотворность), топлива  $Q$  — это количество тепла, выделяющееся при полном сгорании 1 моля ( $\text{ккал/моль}$ ), 1 кг ( $\text{ккал/кг}$ ) или 1 м<sup>3</sup> топлива ( $\text{ккал/м}^3$ ).

Значение объемной теплоты сгорания применяют обычно при расчетах, связанных с использованием газообразного топлива. При этом различают теплоту сгорания 1 м<sup>3</sup> газа при нормальных условиях ( $\text{ккал/м}^3$ ), т. е. при температуре газа 0° С и давлении 1 *ата*, и при стандартных условиях — при температуре 20° и давлении 760 мм рт. ст.<sup>1</sup>

$$Q_{\text{ст}} = \frac{273}{293} Q_{\text{норм}}. \quad (\text{II.1})$$

При анализе топлива и в теплотехнических расчетах приходится иметь дело с высшей и низшей теплотой сгорания.

Высшая теплота сгорания топлива  $Q_v$ , как уже было сказано выше, представляет собой количество тепла, выделяющееся при полном сгорании единицы топлива с образованием  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{O}$  в *жидком* состоянии и  $\text{SO}_2$ . К высшей теплоте сгорания близка теплота сгорания, определяемая путем сжигания топлива в калориметрической бомбе в атмосфере кислорода  $Q_0$ . Незначительное отличие теплоты сгорания в бомбе  $Q_0$  от высшей теплоты сгорания  $Q_v$  обусловлено тем, что при сжигании в атмосфере кислорода происходит более глубокое окисление топлива, чем при его сгорании на воздухе. Так, например, сера топлива сгорает в калориметрической бомбе не до  $\text{SO}_2$ , а до  $\text{SO}_3$ , и при сжигании топлива в бомбе происходит образование серной и азотной кислот.

Низшая теплота сгорания топлива  $Q_n$ , как уже было сказано выше, представляет собой количество тепла, выделяющееся при полном сгорании единицы топлива с образованием  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{O}$  в парообразном состоянии и  $\text{SO}_2$ . Кроме того, при подсчете низшей теплоты сгорания учитывается расход тепла на испарение влаги топлива.

Следовательно, низшая теплота сгорания отличается от высшей расходом тепла на испарение влаги, содержащейся в топливе  $W$  и образующейся при сгорании топлива ( $W^{\text{обп}} = 9H$ ).

При подсчете разницы между высшей и низшей теплотой сгорания учитывается расход тепла:

на конденсацию водяного пара, и

на охлаждение образующегося конденсата до 0°.

Эта разница составляет около 600  $\text{ккал}$  на 1 кг влаги, т. е. 6  $\text{ккал}$  на каждый процент влаги, содержащейся в топливе или образующейся при сгорании водорода, входящего в состав горючего.

<sup>1</sup> В данной книге все расчеты теплоты сгорания газообразного топлива даны для 1 м<sup>3</sup>.

Значения высшей и низшей теплоты сгорания различных видов топлива показаны в табл. 10.

У топлива с малым содержанием водорода и влаги различие между высшей и низшей теплотой сгорания невелико, например у антрацита и кокса — всего лишь около 2%. Однако у топлива с высоким содержанием водорода и влаги это различие становится весьма существенным. Так, у природного газа, состоящего в основном из  $\text{CH}_4$  и содержащего 25% водорода по массе, высшая теплота сгорания превышает низшую на 11%.

Высшая теплота сгорания горючей массы дров, торфа и бурых углей, содержащей около 6% водорода, превышает низшую теплоту сгорания на 4—5%. Гораздо больше различие между высшей и низшей теплотой сгора-

Таблица 10

Значения высшей и низшей теплоты сгорания некоторых видов топлива

Топливо	Содержание в горючей массе $H^*$ , %	Содержание, % влаги и Р		Теплота сгорания, ккал/кг		$Q_v/Q_n$ , %
		и Р	и Р	высшая ( $Q_v$ )	низшая ( $Q_n$ )	
Водород . . . . .	100	0	0	3 050 *	2 580 *	118
Природный газ . . . . .	25	0	0	9 500 *	8 500 *	111
Сжиженный газ . . . . .	18	0	0	24 000 *	22 000 *	109
Бензин . . . . .	15	0	0	11 300	10 500	108
Керосин . . . . .	14	0	0	11 050	10 300	107
Мазут . . . . .	11	3	0	10 300	9 700	106
Дрова						
горючая масса . . . . .	6	0	0	4 820	4 500	107
рабочая масса . . . . .	6	40	0,6	2 870	2 440	117
Торф						
горючая масса . . . . .	6	0	0	5 560	5 240	106
кусковой . . . . .	6	40	7	2 970	2 560	116
фрезерный . . . . .	6	50	6	2 470	2 030	121
Бурый уголь						
челябинский						
горючая масса . . . . .	5,2	0	0	7 000	6 720	104
рабочая масса . . . . .	5,2	17	25	4 030	3 770	107
подмосковный						
горючая масса . . . . .	5,0	0	0	6 500	6 240	104
рабочая масса . . . . .	5,0	33	23	2 830	2 510	113
александринский						
горючая масса . . . . .	6,0	0	0	6 620	6 300	105
рабочая масса . . . . .	6,0	53	14	1 970	1 650	120
Каменный уголь						
длиннопламенный						
горючая масса . . . . .	5,5	0	0	7 600	7 300	104
рабочая масса . . . . .	5,5	13	20	5 120	4 840	106
тощий						
горючая масса . . . . .	4,2	0	0	8 500	8 260	103
рабочая масса . . . . .	4,2	5	15	6 760	6 550	104
Антрацит АС						
горючая масса . . . . .	1,8	0	0	8 070	7 970	101
рабочая масса . . . . .	1,8	5	13	6 600	6 500	102
Углерод . . . . .	0	0	0	8 100	8 100	100

\* Теплота сгорания газообразного топлива в ккал/м<sup>3</sup>.

ния рабочей массы этих весьма влажных видов топлива. Оно составляет около 20% (см. табл. 10).

При оценке эффективности использования указанных видов топлива существенное значение имеет вопрос о том, какая теплота сгорания принята для расчета — высшая или низшая. Различие в подсчете к.п.д. установок в зависимости от принятой теплоты сгорания рассмотрено в главе XXXII.

В СССР и в большинстве зарубежных стран теплотехнические расчеты выполняют обычно на основе низшей теплоты сгорания топлива, поскольку температура уходящих газов, отводимых из топливноиспользующих установок, превышает 100°, и, следовательно, конденсации водяного пара, содержащегося в продуктах сгорания, не происходит.

В Великобритании и США аналогичные расчеты выполняют обычно на основе высшей теплоты сгорания топлива. Поэтому при сопоставлении данных испытаний котлов и печей, выполненных на основе низшей и высшей теплоты сгорания, необходимо производить соответствующий пересчет  $Q_H$  и  $Q_B$  по формуле

$$Q_H = Q_B - 6(W + 9H) \text{ ккал/кг} \quad (11.2)$$

В теплотехнических расчетах целесообразно применение обоих значений теплоты сгорания. Так, для оценки эффективности использования природного газа в котельных, оборудованных контактными экономайзерами, при температуре уходящих газов порядка 30—40° следует брать высшую теплоту сгорания, а расчет в условиях, когда конденсация водяного пара не происходит, удобнее выполнять исходя из низшей теплоты сгорания.

Теплота сгорания топлива определяется составом горючей массы и содержанием балласта в рабочей массе топлива.

Теплота сгорания горючих элементов топлива существенно различна (для водорода примерно в 4 раза больше, чем для углерода, и в 10 раз больше, чем для серы).

Теплота сгорания 1 кг бензина, керосина, мазута, т. е. жидкого топлива с высоким содержанием водорода, значительно превышает теплоту сгорания горючей массы кокса, антрацита и других видов твердого топлива с высоким содержанием углерода и весьма малым содержанием водорода. Теплота сгорания горючей массы топлива обуславливается ее элементарным составом и химическим составом входящих в нее соединений.

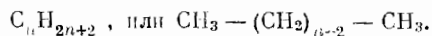
Высшая теплота сгорания атомарного водорода, генерируемого в специальных установках, составляет около 85 500 ккал/кг·атом, а высшая теплота сгорания молекулярного водорода, содержащегося в газообразном топливе, всего лишь 68 000 ккал/моль. Различие в теплотах сгорания (2·85 500 — 68 000), составляющее около 103 000 ккал/моль, обусловлено расходом энергии на разрыв связей между атомами водорода.

Естественно, что различие в количестве тепла, выделяющегося при сгорании водорода, входящего в состав горючей массы различных видов топлива, несравненно меньше различия между теплотами сгорания атомарного и молекулярного водорода, однако оно все же имеет место.

Существенное влияние на теплоту сгорания топлива оказывает также характер связей между атомами углерода в молекуле.

В состав различных видов топлива входят углеводороды различных гомологических рядов. Влияние характера химических связей между атомами на теплоту сгорания горючей массы топлива видно из рассмотрения состава и теплоты сгорания углеводородного топлива.

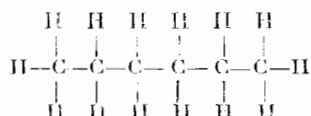
1. А л к а н ы (парафиновые углеводороды) — насыщенные углеводороды алифатического строения. Общая формула алканов



Наиболее легкий углеводород — метан —  $CH_4$  входит в состав большинства технических газов и является основным компонентом сухих природных газов: саратовского, дашавского, ставропольского, шебелинского и др.

Этан  $C_2H_6$  содержится в нефтяных и природных газах, а также в газах, получаемых путем сухой перегонки твердого топлива. Из пропана  $C_3H_8$  и бутана  $C_4H_{10}$  состоят в основном сжиженные газы.

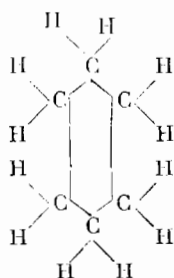
Алканы с большим молекулярным весом входят в состав различных видов жидкого топлива. В молекулах насыщенных углеводородов имеются следующие связи между атомами:  $C-H$  и  $C-C$ . Например, структурная формула нормального гексана  $C_6H_{14}$  имеет вид



и в молекуле гексана 5 связей  $C-C$  и 14 связей  $C-H$ .

2. Ц и к л а н ы — насыщенные углеводороды циклического строения. Общая формула цикланов  $C_nH_{2n}$ .

Цикланы содержатся в жидком топливе. Связи между атомами в молекулах циклических углеводородов:  $C-H$  и  $C-C$ ; например, у циклогексана ( $C_6H_{12}$ )

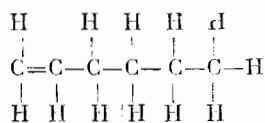


6 связей  $C-C$  и 12 связей —  $C-H$ .

3. А л к е н ы — непредельные моноолефиновые углеводороды. Общая формула  $C_nH_{2n-2}$ .

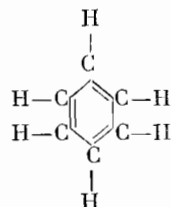
Наиболее легкий углеводород этого гомологического ряда — этилен(этен) — содержится в коксовом, полукоксовом и в значительных количествах в нефтезаводских газах.

Связи между атомами:  $C-H$ ,  $C-C$  и одна двойная (олефиновая) связь между двумя атомами углерода  $C=C$ ; например, у нормального гексена  $C_6H_{12}$  (гексен-1)



одна двойная связь  $C=C$ , четыре одинарные связи  $C-C$  и двенадцать связей  $C-H$ .

4. А р о м а т и ч е с к и е у г л е в о д о р о д ы — ненасыщенные углеводороды циклического строения. Общая формула ароматических углеводородов  $C_nH_{2n-6}$ . Связи между атомами:  $C-H$ ,  $C-C$  и двойные  $C=C$ ; например, бензол  $C_6H_6$  имеет строение:



5. А л к и н ы — непредельные углеводороды алифатического строения с тройной связью  $C \equiv C$ . Общая формула алкинов  $C_nH_{2n-2}$ . Наибольшее значение из углеводородов этого класса имеет ацетилен  $HC \equiv CH$ . Связи между атомами у алкинов:  $H-C$ ,  $C-C$  и  $C \equiv C$ .

На теплоту сгорания и жаропроизводительность углеводородов сильно влияет энергия разрыва связей между атомами в молекуле. Теплота разрыва связи  $H-H$  с образованием атомарного водорода составляет около 103 тыс. ккал/моль.

В табл. 11 приведены данные о теплотах разрыва связей в углеводородах по Я. К. Сыркину и М. Е. Дяткиной [18] и по Л. Паулингу [19].

Таблица 11

Теплота разрыва связей (в тыс. ккал/моль)

Связь	По Я. К. Сыркину и М. Е. Дяткиной	По Л. Паулингу
$C-H$	85,56	87,3
$C-C$	62,77	58,6
$C=C$	101,16	100,0
$C \equiv C$	128,15	123,0

Для выяснения влияния характера связей между атомами углерода в молекуле углеводородов на теплоту их сгорания целесообразно использовать не абсолютные значения энергии связей между атомами, а различия в запасе энергии, обусловленные разным характером связей между атомами в молекуле.

При сопоставлении теплот разрыва связей между атомами углерода в молекуле углеводородов легко увидеть, что разрыв одной двойной связи между атомами углерода требует значительно меньшего расхода энергии, чем разрыв двух одинарных связей. Еще меньше расход энергии на разрыв одной тройной связи по сравнению с расходом энергии на разрыв трех одинарных связей.

Для того чтобы установить влияние различия в теплотах разрыва двойной и одинарной связей между атомами углерода на теплоту сгорания углеводородов, сопоставим два углеводорода различного строения: этилен  $H_2C = CH_2$  и циклогексан  $C_6H_{12}$ .

В обоих углеводородах на один атом углерода приходится по два атома водорода. Однако у непредельного углеводорода этилена между атомами углерода двойная связь, а у предельного циклического углеводорода циклогексана между атомами углерода одинарные связи.

Для удобства подсчета сопоставим три моля этилена ( $3 \cdot C_2H_4$ ) с одним молем циклогексана ( $C_6H_{12}$ ), так как в этом случае при разрыве связей между атомами образуется одинаковое число грамм-атомов углерода и водорода.

Энергия, необходимая для разрыва связей между атомами в трех молях этилена  $C_2H_4$ , меньше энергии, необходимой на разрыв связей в одном моле циклогексана  $C_6H_{12}$ . В самом деле, в обоих случаях необходимо разорвать по 12 связей  $C-H$  между атомами углерода и водорода и дополнительно к этому в первом случае необходимо разорвать три двойных связи  $C = C$ , а во втором случае шесть одинарных связей  $C-C$ , что связано с большим расходом энергии.

Поскольку число грамм-атомов углерода и водорода, получаемых при разрыве связей в трех молях этилена и одном моле циклогексана, одинаково, теплота сгорания трех молей этилена должна быть выше теплоты сгорания одного моля циклогексана на число килокалорий, соответствующее разности в теплотах разрыва связей между атомами в одном моле циклогексана и трех молях этилена.

Низшая теплота сгорания трех молей этилена равна  $316.3 = 948$  тыс. ккал, а одного моля циклогексана — 882 тыс. ккал.

Теплоту образования углеводородов из графита и молекулярного водорода можно подсчитать по формуле

$$Q_{\text{образ}} = Q_{C_nH_m} - (nQ_C + \frac{m}{2} Q_{H_2}), \quad (II.3)$$

где  $Q_{C_nH_m}$  — низшая теплота сгорания углеводорода, ккал/моль;

$Q_C$  — теплота сгорания углерода в виде графита, ккал/кг·атом;

$n$  — число атомов углерода в молекуле углеводорода;

$Q_{H_2}$  — низшая теплота сгорания молекулярного водорода, ккал/моль;

$m$  — число атомов водорода в молекуле углеводорода.

В табл. 12 указаны теплоты образования графита и молекулярного газообразного водорода из некоторых углеводородов и приведены значения отношений теплот образования к теплотам сгорания соответствующих количеств углерода и молекулярного водорода.

Таблица 12

Теплота сгорания углеводородов и эквивалентных им количеств углерода и водорода

Углеводороды	Формула углеводородов	Низшая теплота сгорания $Q_{\text{угл}}$ тыс. ккал/моль	Сумма теплот сгорания эквивалентного углеводороду количества углерода и водорода $\Sigma Q_{C+H_2}$ тыс. ккал/моль	$Q_{\text{угл}} - \Sigma Q_{C+H_2}$ тыс. ккал/моль	$\frac{(Q_{\text{угл}} - \Sigma Q_{C+H_2})}{\Sigma Q_{C+H_2}} \times 100, \%$
<b>Алканы</b>					
Метан . . . . .	$C_nH_{2n+2}$ $CH_4$	191,8	209,6	-17,8	-8,5
Этан . . . . .	$C_2H_6$	341,4	361,4	-20,0	-5,5
Пропан . . . . .	$C_3H_8$	488,7	513,2	-24,5	-4,8
Бутан . . . . .	$C_4H_{10}$	635,3	665,0	-29,7	-4,5
Пентан . . . . .	$C_5H_{12}$	782,2	816,8	-34,6	-4,25
<b>Цикланы</b>					
Циклопентан . . . . .	$C_nH_{2n}$ $C_5H_{10}$	741,1	759	-17,9	-2,36
Метилциклопентан . . . . .	$C_6H_{12}$	885,9	910	-24,1	-2,65
Этилциклопентан . . . . .	$C_7H_{14}$	1032,9	1060	-27,1	-2,56
Пролилциклопентан . . . . .	$C_8H_{16}$	1179,7	1215	-35,3	-2,9
Циклогексан . . . . .	$C_6H_{12}$	882,0	910	-28,0	-3,08
Метилциклогексан . . . . .	$C_7H_{14}$	1026,3	1060	-33,7	-3,16
Этилциклогексан . . . . .	$C_8H_{16}$	1174,1	1215	-40,9	-3,37
Пролилциклогексан . . . . .	$C_9H_{18}$	1320,8	1368	-47,2	-3,45
<b>Алкены</b>					
Этен (этилен) . . . . .	$C_nH_{2n}$ $C_2H_4$	316,3	303,6	+12,7	+4,2
Пропен . . . . .	$C_3H_6$	460,6	455,4	+5,2	+1,14
Бутен . . . . .	$C_4H_8$	607,8	607,2	+0,6	+0,1
Пентен . . . . .	$C_5H_{10}$	754,4	759,0	-4,6	-0,60
<b>Ароматические</b>					
Бензол . . . . .	$C_6H_6$	759,6	737,4	+22,2	+3,0
<b>Алкины</b>					
Ацетилен . . . . .	$C_nH_{2n-2}$ $C_2H_2$	300,0	245,8	+54,2	+22,0
Метилацетилен . . . . .	$C_3H_4$	442,1	397,6	+44,5	+11,8
Этилацетилен . . . . .	$C_4H_6$	589,3	549,4	+39,9	+7,3
Пентин . . . . .	$C_5H_8$	736,0	701,2	+34,8	+5,0

Рассмотрим несколько примеров, иллюстрирующих справедливость приведенных выше положений.

**МЕТАН.** Низшая теплота сгорания 191,8 тыс. ккал/моль. Теплосодержание 1 кг-атома углерода и 2 кг-моля водорода, эквивалентных 1 кг-молю метана, равно  $94 + 2 \cdot 57,8 = 209,6$  тыс. ккал. Отсюда теплота образования из метана графита и молекулярного водорода равна  $191,8 - 209,6 = -17,8$  тыс. ккал/моль.

Отношение теплоты образования углерода и водорода из метана к сумме теплот сгорания углерода и водорода, образующихся из метана, равно

$$\Delta Q = \frac{-17,8 \cdot 100}{209,6} = -8,5\%.$$

Следовательно, теплота сгорания метана на 8,5% ниже теплоты сгорания образующихся из него углерода и водорода.

**ЭТАН  $C_2H_6$ .** Низшая теплота сгорания 341,4 тыс. ккал/моль. Теплосодержание эквивалентных одному молю этана 2 кг-атомов углерода и 3 кг-моля водорода равно

$$2 \cdot 94 + 3 \cdot 57,8 = 361,4 \text{ тыс. ккал.}$$

Следовательно, теплота образования из этана графита и водорода равна

$$341,4 - 361,4 = -20 \text{ тыс. ккал/моль.}$$

Отношение теплоты образования из этана углерода и водорода к сумме теплоты сгорания, образующейся из этана углерода и водорода, равно

$$\Delta Q = \frac{20 \cdot 100}{361,4} = -5,5\%.$$

**ПРОПАН  $C_3H_8$ .** Низшая теплота сгорания пропана 488,7 тыс. ккал/моль. Сумма теплот сгорания эквивалентных пропану количеств углерода и водорода равна

$$3 \cdot 94 + 4 \cdot 57,8 = 513,2 \text{ тыс. ккал/моль.}$$

Теплота образования из пропана графита и водорода:

$$488,7 - 513,2 = -24,5 \text{ тыс. ккал/моль.}$$

Отношение теплоты образования из пропана углерода и водорода к сумме теплот сгорания образующихся углерода и водорода равно

$$\frac{-24,5 \cdot 100}{513,2} = -4,8\%.$$

**ЭТИЛЕН (этен)  $C_2H_4$ .** Низшая теплота сгорания этилена 316,3 тыс. ккал/моль. Сумма теплоты сгорания эквивалентных одному молю этилена 2 кг-атомов углерода и 2 кг-моля водорода равна 303,6 тыс. ккал/моль.

Теплота образования из этилена графита и водорода равна

$$316,3 - 303,6 = 12,7 \text{ тыс. ккал/моль.}$$

Следовательно, отношение теплоты образования углерода и водорода из этилена к сумме теплот сгорания образующихся из этилена углерода и водорода равно

$$\Delta Q = \frac{12,7 \cdot 100}{303,6} = 4,2\%.$$

**ПРОПИЛЕН (пропен)  $C_3H_6$ .** Низшая теплота сгорания пропилена 460,6 тыс. ккал/моль. Сумма теплот сгорания эквивалентных одному молю пропилена 3 кг-атомов углерода и 3 кг-моля водорода равна 455,4 тыс. ккал/моль.

Теплота образования из пропилена графита и водорода равна

$$460,6 - 455,4 = 5,2 \text{ тыс. ккал/моль}$$

и отношение теплоты образования из пропилена углерода и водорода к сумме их теплот сгорания равно

$$\Delta Q = \frac{5,2 \cdot 100}{455,4} = 1,14\%.$$

Теплота разложения на углерод и молекулярный водород у первых членов соответствующих гомологических рядов непредельных углеводородов положительная (реакция экзотермическая), а с увеличением молекулярного



веса теплота разложения уменьшается и становится величиной отрицательной. Следовательно, среди непредельных углеводородов должно быть вещество определенного молекулярного веса, теплота разложения которого на углерод и водород имеет малую величину.

В ряду непредельных углеводородов с одной двойной связью — алкенов — таким углеводородом является бутилен



Теплота разложения 1 кг-моля бутилена на углерод и молекулярный водород равна всего лишь около 600 ккал, что составляет около 0,1% суммы теплот сгорания, образующихся при разложении бутилена углерода и водорода.

В соответствии с изложенным, теплоту сгорания углеводородов и других органических веществ точнее определять по их групповому компонентному составу. Однако фиксировать теплоту сгорания горючего на основе его группового компонентного состава практически возможно только для газообразного топлива.

Определение группового состава жидкого и особенно твердого топлива столь трудно, что приходится ограничиваться определением лишь элементарного состава топлива и подсчитывать теплоту сгорания по данным элементарного анализа горючей массы топлива и содержанию в рабочей массе топлива балласта. Помимо углерода, водорода и серы, в состав горючей массы топлива входят азот и кислород.

Каждый процент азота, содержащийся в горючей массе топлива, снижает ее теплоту сгорания также на 1%. Содержание азота в горючей массе жидкого топлива составляет обычно десятые доли процента, в твердом топливе — 1—2%. Поэтому наличие азота в горючей массе жидкого и твердого топлива сравнительно мало сказывается на его теплоте сгорания.

В газообразном топливе в отличие от жидкого и твердого топлива азот не входит в состав компонентов горючей массы, а содержится в виде молекулярного азота  $\text{N}_2$  и является балластирующим газ компонентом. Содержание азота в некоторых видах газообразного топлива очень велико и сильно сказывается на его теплоте сгорания.

Наличие кислорода в составе горючей массы топлива понижает ее теплоту сгорания по двум причинам.

Во-первых, кислород снижает процентное содержание в горючей массе углерода и водорода. Таким образом, кислород является как бы балластом, входящим непосредственно в состав органических соединений, образующих горючую массу топлива.

Во-вторых, кислород, входящий в состав горючей массы топлива, химически связан с водородом и углеводородом, например в виде гидроксильных групп  $\text{OH}$ , карбоксильных групп  $\text{COOH}$  и т. д., вследствие чего водород и углерод находятся в топливе в частично окисленном состоянии и их теплота сгорания уже понижена.

Как уже было сказано выше, каждый процент химически связанного кислорода, содержащегося в горючей массе, снижает теплоту ее сгорания на 26 ккал/кг.

Таким образом, повышение на 1% содержания кислорода в горючей массе твердого топлива, например каменных углей с теплотой сгорания около 8000 ккал/кг, снижает теплоту сгорания горючей массы топлива на 1% в результате уменьшения содержания углерода и водорода на  $(26 \cdot 100) : 8000 = 0,32\%$  вследствие частичного окисления горючей массы топлива, а всего примерно на 1,3%. Следовательно, изменение содержания кислорода в горючей массе топлива сильно отражается на его теплоте сгорания.

Теплоты сгорания горючей массы твердого топлива с содержанием около 6% водорода, сравнительно малым содержанием серы и различным содержанием кислорода и углерода приведены в табл. 13.

Таблица 13

Зависимость теплоты сгорания и жаропроницаемости горючей массы твердого топлива от содержания в ней кислорода <sup>1</sup>

Топливо	Состав горючей массы, %					Выход летучих веществ $V^r$ , %	Низшая теплота сгорания $Q_H^r$		Жаропроницаемость	
	H <sup>r</sup>	C <sup>r</sup>	S <sup>r</sup>	O <sup>r</sup>	N <sup>r</sup>		ккал/кг	%	$t_{\max}$ , °C	%
Дрова . . . . .	6,1	51,0	0	42,3	0,6	85	4510	100	1980	100
Торф . . . . .	6,0	57,8	0,3	33,4	2,5	70	5240	116	2050	103
Бурый уголь:										
александрийский	6,1	69,5	4,5	19,0	0,9	61	6710	149	2090	105
тавричанский . . .	5,9	73,0	0,7	18,2	2,2	47	6850	151	2100	106
Каменный уголь:										
длиннопламенный										
сахалинский (шахта Южносахалинская)	6,0	77,5	0,7	14,2	1,6	47	7360	163	2120	107
газовый . . . . .	6,0	80,0	0,7	12,1	1,2	42	7650	169	2130	108
жирный сахалинский (шахта Макарьевская) . . . .	5,9	86,0	0,5	5,9	1,7	35	8320	184	2130	108

<sup>1</sup> Сопоставлена горючая масса различных видов топлива с близким содержанием водорода ( $6,0 \pm 0,1\%$ ) и с различным содержанием кислорода (от 6 до 42%).

Приведенные в таблице цифры показывают, что теплота сгорания горючей массы жирного каменного угля на 80% превышает теплоту сгорания горючей массы древесины благодаря меньшему содержанию кислорода и соответственно большему содержанию углерода.

Балласт в топливе резко снижает его теплоту сгорания, прежде всего вследствие соответствующего снижения содержания горючей массы. Кроме того, часть тепла тратится на испарение влаги, а при значительном содержании минеральной массы топлива — также на ее разложение при высокой температуре в топках. Соответственно снижается доля полезно используемого тепла.

В каменных углях с теплотой сгорания около 6000 ккал/кг увеличение содержания влаги на 1% снижает низшую теплоту сгорания на 66 ккал/кг, в том числе на 60 ккал/кг в результате увеличения содержания балласта в топливе и на 6 ккал/кг вследствие расхода тепла на испарение влаги.

Таким образом, дополнительный расход тепла на испарение влаги составляет лишь одну десятую от снижения теплоты сгорания ввиду уменьшения содержания горючей массы в топливе. Для мазута с теплотой сгорания более 9000 ккал/кг доля дополнительного расхода тепла на испарение влаги еще меньше (табл. 14).

У топлива с постоянным составом горючей массы и незначительной зольностью теплота сгорания однозначно определяется содержанием влаги. Поэтому для таких видов топлива, как дрова, низшую теплоту сгорания рабочей массы  $Q_H^r$  можно определять в зависимости от содержания влаги по формуле

$$Q_H^r = \frac{Q_H^c(100 - W^p) - 600W^p}{100} \text{ ккал/кг},$$

где  $Q_H^c$  — низшая теплота сгорания сухого топлива (мало меняющаяся величина, берется по справочным таблицам), ккал/кг;

$W^p$  — содержание влаги (в процентах по массе), определяется путем анализа рабочего топлива.

Таблица 14

Изменение низшей теплоты сгорания топлива при увеличении содержания влаги на 1%

Топливо	Содержание влаги, %	Низшая теплота сгорания $Q_H$ , ккал/кг	Снижение $Q_H$ (в ккал/кг) на каждый % влаги вследствие увеличения		$\frac{Q_{исп}}{Q_{бал}}$ , %
			балласта	расхода тепла на испарение влаги $Q_{исп}$	
Дрова, горючая масса . .	0	4500	45	6	13
Дрова, рабочая масса . .	40	2400	24	6	25
Торф, горючая масса . . .	0	5200	52	6	11
Торф фрезерный . . . . .	50	2000	20	6	30
Уголь каменный . . . . .	10	6000	60	6	10
Мазут . . . . .	2	9500	95	6	6

При переменной зольности топлива низшую теплоту сгорания рабочей массы подсчитывают по теплоте сгорания горючей массы по формуле

$$Q_H^p = \frac{Q_H^r [100 - (A^p + W^p)] - 600 W^p}{100} \text{ ккал/кг},$$

где  $Q_H^r$  — низшая теплота сгорания горючей массы, ккал/кг;

$A^p$  — зольность топлива, %;

$W^p$  — влажность топлива, %.

#### ПОДСЧЕТ ТЕПЛОТЫ СГОРАНИЯ

**Подсчет теплоты сгорания твердого и жидкого топлива по элементарному составу.** Для подсчета теплоты сгорания топлива по его составу предложен ряд формул.

В 1843 г., спустя пять лет после смерти известного французского химика П. Дюлонга (правильнее Дюлона), были опубликованы его материалы по подсчету теплоты сгорания. Они легли в основу многочисленных вариантов его формулы, построенной исходя из следующих предположений:

1) кислород, содержащийся в горючей массе топлива, полностью связан с водородом;

2) при сгорании водорода в воду (без испарения), не связанного с кислородом, или так называемого «свободного водорода», выделяется такое же количество тепла, как и при сгорании газообразного молекулярного водорода;

3) топливо рассматривается как «механическая смесь» углерода, «свободного водорода» и горючей серы, тепло распада молекул не учитывается [12].

Формула Дюлонга предназначена для подсчета высшей теплоты сгорания. Для подсчета низшей теплоты сгорания Бунте в 1891 г. предложил формулу, отличающуюся от формулы Дюлонга тем, что в ней учитывается расход тепла на испарение воды, образующейся при сгорании свободного водорода и содержащейся в топливе влаги (около 600 ккал на 1 кг влаги). К формуле Бунте близка формула Общества германских инженеров (1899 г.). В несколько измененном виде формулы Дюлонга и Общества германских инженеров до настоящего времени широко применяются в странах Западной Европы.

Ф. Шустер [21] придает формулам Дюлонга и Общества германских инженеров следующий вид

$$Q_v = 81C + 340 \left( H - \frac{O}{8} \right) + 22S \text{ ккал/кг.}$$

$$Q_H = 81C + 285 \left( H - \frac{O}{8} \right) + 22S - 6W \text{ ккал/кг.}$$

Указанные формулы пригодны для подсчета лишь теплоты сгорания каменных углей и приводят к серьезной погрешности при определении теплоты сгорания других видов топлива. Так, при подсчете теплоты сгорания ряда образцов торфа средняя погрешность составила 7,4%, а при определении теплоты сгорания бурых углей 3,1% [21].

Д. И. Менделеев, изучая свойства топлива, убедился в неточности формулы Дюлонга и других, близких по построению формул, дающих удовлетворительные результаты лишь для отдельных видов твердого топлива, а именно для каменных углей, и непригодных для подсчета теплоты сгорания дров, торфа и других видов твердого топлива с высоким содержанием кислорода, а также для подсчета теплоты сгорания жидкого топлива. Он занялся целью разработать универсальную формулу, пригодную для подсчета теплоты сгорания всех видов твердого и жидкого топлива.

Анализируя формулу Дюлонга и близкие к ней формулы, Д. И. Менделеев пришел к выводу, что они содержат два ошибочных положения. Во-первых, теплота сгорания водорода, содержащегося в сложных органических соединениях, образующих твердое топливо, принята равной теплоте сгорания молекулярного газообразного водорода — около 34 000 ккал/кг. Во-вторых, совершенно необоснованно весь кислород, содержащийся в горючей массе топлива, признается находящимся в химической связи с водородом.

Д. И. Менделеев отверг оба эти положения как явно ошибочные. Главным возражением против общей применимости указанной формулы, пишет он, служит то, «что она представляет топливо как механическую смесь горючих углерода и водорода и негорючей воды, не принимая вовсе во внимание того, что при акте образования всякого химического соединения выделяется или поглощается тепло, а потому при горении химических соединений не может выделяться столько же тепла, как при горении составных начал, из которых они могут образоваться. Притом и гипотеза о содержании в теплоте всего кислорода в виде воды ни на чем не основана» [12, стр. 382].

Теплоту сгорания водорода, входящего в состав органических соединений твердого и жидкого топлива, Д. И. Менделеев признал меньшей, чем газообразного молекулярного водорода, и равной не 34 000 ккал/кг, а 30 000 ккал/кг.

Кроме того, Д. И. Менделеев полагал, что кислород находится в химическом соединении не только с водородом, но и с углеродом. В соответствии с этим он считал необходимым отказаться от понятия свободного, или «горючего», водорода и вести подсчет теплоты сгорания топлива, исходя из содержания всего количества водорода в его горючей массе.

Снижение теплоты сгорания вследствие содержания в горючей массе кислорода Д. И. Менделеев подсчитал на основании теплоты сгорания ряда видов топлива с различным содержанием кислорода, оно оказалось равным 2600 ккал на 1 кг кислорода, т. е. 26 ккал на каждый процент его содержания в горючей массе. Для подсчета высшей теплоты сгорания топлива Д. И. Менделеев предложил весьма простую формулу:

$$Q_v = 81C + 300H - 26(O - S) \text{ ккал/кг.} \quad (II.4)$$

Применимость этой формулы была проверена Д. И. Менделеевым путем подсчета по составу теплоты сгорания различных видов горючего, а именно: углерода, клетчатки, каменных углей и нефтепродуктов, теплота сгорания которых была определена калориметрическим методом. В результате он

привел к выводу, что предложенная формула дает достаточно точное совпадение с результатами калориметрических определений различных видов топлива. Свою формулу Д. И. Менделеев доложил 6 февраля 1897 г. на заседании Отделения химии Русского физико-химического общества. Опубликована она была в том же году [12, 22].

На первый взгляд может показаться, что в формуле Д. И. Менделеева не учтено содержание в топливе балласта, т. е. влаги, минеральных веществ и азота. В действительности это не так. Содержание балласта в топливе сказывается на повышении подсчитываемой по формуле Д. И. Менделеева теплоты сгорания топлива в результате соответствующего снижения содержания горючих компонентов.

При подсчете низшей теплоты сгорания топлива, т. е. с учетом тепла, расходуемого на испарение воды, образующейся при сгорании водорода и содержащейся в топливе, формула Д. И. Менделеева приобретает следующий вид

$$Q_u^p = 84 C^p + 300 H^p - 26 (O^p - S^p) - 6 (W^p + 9H^p) \text{ ккал/кг}, \quad (II.5)$$

или

$$Q_u^p = 84C^p + 246H^p - 26(O^p - S^p) - 6W^p \text{ ккал/кг}. \quad (II.5a)$$

Формула Менделеева широко применяется на протяжении свыше 70 лет. За это время было предложено много других формул, основанных на тех же принципах, т. е. на отказе от представления о том, что весь содержащийся в горючей массе топлива кислород связан с водородом. Некоторые из предложенных формул приводятся ниже с указанием авторов и года опубликования.

Г. Штрахе и Р. Лант, 1924 г. [23]:

$$Q_u = 84,37C + 342,2H - 36,6O + 25S \text{ ккал/кг};$$

К. Дюар, 1930 г. [24]:

$$Q_u = 84C + 342,5H - 30,4O + 22,25S \text{ ккал/кг};$$

Р. Михель, 1938 г. [25]:

$$Q_u = 84,3C + 297,1H + 15N + 45,6S - 23,5O \text{ ккал/кг};$$

В. Гумц, 1938 г. [26]:

$$Q_u = 84,5C + 247,4H + 15N + 45,6S - 23,5O - 6W \text{ ккал/кг};$$

В. Бойе, 1953 г. [27]:

$$Q_u = 84C + 277,65H - 28,1O + 28,1S \text{ ккал/кг};$$

$$Q_u = 84C + 277,65H - 25,0O + 23S \text{ ккал/кг};$$

$$Q_u = 84C + 277,65H - 26,5O + 25S \text{ ккал/кг}.$$

В. Бойе, 1957 г. [191]:

$$Q_u = 84C + 225H + 25(S - O) \text{ ккал/кг};$$

Формулы Михеля, Гумца и Бойе и др. [190] близки к формуле Д. И. Менделеева не только по своему строению, но и по численному значению коэффициентов у углерода, водорода и кислорода. Однако ни авторы предлагаемых формул, ни авторы литературных обзоров не упоминают о формуле Менделеева [24], [26], [27].

Для подсчета теплоты сгорания топлива по данным элементарного анализа был предложен также ряд более сложных по построению формул. Привожу некоторые из них:

В. Штейер, 1926 г. [28]:

$$Q_v = 81 \left( C - \frac{3}{8} O \right) + 57 \left( \frac{3}{8} O \right) + 345 \left( H - \frac{O}{16} \right) + 25 S \text{ ккал/кг.}$$

Р. Фондрачек, 1927 г. [29]:

$$Q_v = (89,1 - 0,062C') C + 270(H - 0,1O) + 25S \text{ ккал/кг,}$$

где  $C' = 100C : (100 - A - W)$ ;

Ф. Шустер, 1931 г. [30]:

$$Q_v = (254 + 0,355O) \left( \frac{C}{3} + H - \frac{O-S}{8} \right) \text{ ккал/кг.}$$

Е. Грумелл и Н. Дэвис, 1933 г. [31]:

$$Q_v = (3,635H + 235,9) \left( \frac{C}{3} + H - \frac{O-S}{8} \right) \text{ ккал/кг.}$$

Л. Сумегн, 1940 г. [32]:

$$Q_v = 81 \left( C - \frac{O}{2} 0,75 \right) + 345 \left( H - \frac{O}{2} 0,125 \right) + 25S \text{ ккал/кг.}$$

Точность подсчета теплоты сгорания топлива по приведенным формулам, естественно, не может превышать точности, достигаемой в процессе элементарного анализа топлива, т. е.  $\pm 0,5\%$  углерода и  $\pm 0,15\%$  водорода при параллельных определениях пробы топлива в одной лаборатории и  $\pm 1\%$  углерода и  $\pm 0,3\%$  водорода для одной и той же пробы топлива, анализируемой в разных лабораториях (ГОСТ 2408-49).

При подсчете высшей теплоты сгорания топлива погрешность при определении содержания в топливе углерода и водорода вследствие допускаемой по стандарту неточности может достигать следующих значений.

1. При параллельных определениях элементарного состава пробы топлива в одной лаборатории

$$Q = 81 \cdot 0,5 + 300 \cdot 0,15 = 85 \text{ ккал/кг.}$$

2. При определении элементарного состава одной пробы топлива в разных лабораториях

$$Q = 81 \cdot 1 + 300 \cdot 0,3 = 170 \text{ ккал/кг.}$$

Для высококачественных каменных углей с теплотой сгорания около 7000 ккал/кг указанная погрешность превышает  $\pm 1\%$  при анализе в одной лаборатории и  $\pm 2\%$  — при анализе в разных лабораториях.

Для топлива с более низкой теплотой сгорания — торфа, бурых углей и сланцев — указанная погрешность возрастает до  $\pm 2-6\%$ , не считая возможной неточности в процессе отбора средней пробы топлива.

Попытки чрезмерного уточнения (до сотой процента) количества тепла, выделяющегося при горении углерода топлива, например 81,37С в формуле Штрахе-Ланта, и водорода 277,65 Н в формуле Бойе неоправданы, так как превосходят точность исходных величин.

**Подсчет теплоты сгорания твердого топлива по данным технического анализа.** Высшую и низшую теплоту сгорания твердого топлива можно приблизительно подсчитать, не прибегая к определению элементарного состава топлива, на основе данных технического анализа, т. е. определения содержания в топливе влаги, золы и выхода кокса и летучих веществ в пересчете на горючую массу топлива.

Для определения теплоты сгорания топлива по данным технического анализа предложен ряд формул, предназначенных большей частью для определения теплоты сгорания каменных углей с определенным выходом летучих веществ.

В большинстве приведенных формул теплоту сгорания сухого беззольного кокса принимают равной от 8100 до 8200 ккал/кг, а теплоту сгорания сухих летучих веществ оценивают в зависимости от их выхода.

М. Гуталь [33] предложил следующую формулу для определения высшей теплоты сгорания каменных углей с выходом летучих веществ до 40%

$$Q_B = 82K + aV \text{ ккал/кг},$$

где  $K$  — выход кокса, %;

$V$  — выход летучих веществ в процентах на сухой и беззольный уголь;

$a$  — теплота сгорания летучих веществ угля, ккал/кг.

Величина  $a$  имеет, по Гуталю, следующие значения в зависимости от выхода летучих веществ (числитель — процент выхода летучих, знаменатель — теплота сгорания в ккал/кг): 5/145; 10/130; 15/117; 20/109; 25/103; 30/98; 35/94; 40/80.

Н. Чижевский и М. Верховцев [34] определили значение величины  $a$  для каменных углей с более высоким выходом летучих веществ. По их данным, при увеличении выхода летучих до 50% величина  $a$  продолжает снижаться, а при дальнейшем увеличении выхода летучих от 50 до 60% она возрастает.

По определению Н. Чижевского и М. Верховцева, величина  $a$  в зависимости от выхода летучих веществ имеет следующие значения (числитель —  $V$ , знаменатель —  $a$ ): 40/80; 45/70; 50/62; 55/68; 60/70.

С. Форрестер предложил следующую формулу для подсчета теплоты сгорания угля [21]

$$Q_B = 80,8K + aV,$$

в которой значения величины  $a$  в зависимости от выхода летучих составляют от 90 до 103.

Ф. Шустер [21] предложил для подсчета высшей теплоты сгорания горючей массы следующую формулу

$$Q_B = 8000 + V(70 - 1,65V) \text{ ккал/кг}.$$

**Подсчет теплоты сгорания газообразного топлива по компонентному составу.** Высшую и низшую теплоту сгорания газообразного топлива подсчитывают по формулам:

$$\begin{aligned} Q_B = & 30,2CO + 30,5H_2 + 95C_2H_4 + 166C_2H_6 + \\ & + 237C_3H_4 + 307C_3H_{10} + 377C_3H_{12} + 450C_3H_8 + \\ & + 220C_4H_6 + 290C_4H_{10} + 360C_4H_{12} + 350C_4H_8 + 61H_2S \text{ ккал/м}^3. \end{aligned} \quad (II.6)$$

$$\begin{aligned} Q_H = & 30,2CO + 25,8H_2 + 85,5CH_4 + 152C_2H_6 + \\ & + 213C_3H_4 + 233C_3H_{10} + 349C_3H_{12} + \\ & + 141C_3H_8 + 205C_4H_6 + 271C_4H_8 + \\ & + 337C_4H_{10} + 335C_4H_{12} + 53H_2S \text{ ккал/м}^3. \end{aligned} \quad (II.7)$$

Подсчет теплоты сгорания газа, приводимый в литературе по формулам типа

$$Q_H = 30,2CO + 25,8H_2 + \sum Q_{C_nH_m}, \quad (II.8)$$

неудобен, так как требует расшифровки состава углеводородов  $C_nH_m$  и их теплоты сгорания.

Для природных и попутных нефтепромысловых газов с высоким содержанием  $CH_4$ , включающих помимо метана его гомологи, а также углекислый газ, сероводород и азот, низшую теплоту сгорания можно подсчитать по формуле с округленными коэффициентами [93]:

$$\begin{aligned} Q_H = & 85,6CH_4 + 150C_2H_6 + 220C_3H_8 + \\ & + 280C_4H_{10} + 350C_4H_{12} + 60H_2S \text{ ккал/м}^3. \end{aligned}$$

**Калориметрическое определение теплоты сгорания топлива.** Калориметрическое определение теплоты сгорания твердого и жидкого топлива осно-

вано на сжигании навески топлива в атмосфере кислорода и поглощении выделившегося тепла водой в калориметре.

В конце прошлого столетия проф. В. Ф. Алексеев определил теплоту сгорания нескольких каменных углей и результаты исследования опубликовал в 1895 г. Теплоту сгорания каменных углей он определял путем их сжигания в токе кислорода под атмосферным давлением.

В дальнейшем сжигание топлива с целью определения теплоты его сгорания стали проводить в калориметрических бомбах под давлением 25—30 атм. Многочисленные исследования по теплоте сгорания топлива и других органических соединений и по усовершенствованию калориметрического метода были проведены в Московском университете проф. В. Ф. Лугиным и его учениками, проф. А. Н. Щукаревым, проф. М. М. Поповым, А. В. Zubovым и др. [35].

Методы калориметрии в настоящее время осуществляются настолько точно и быстро, что представляется возможным внедрить их в аналитическую практику взамен сложных химических методов анализа.

Для определения теплоты сгорания топлива калориметрический метод имеет первостепенное значение. Большой опыт, накопленный во Всесоюзном теплотехническом институте, в высших учебных заведениях, на электростанциях, в лабораториях угольной промышленности и в других научных учреждениях, позволил стандартизировать методику калориметрического определения теплоты сгорания топлива (ГОСТ 147-64).

### Глава III

#### РАСЧЕТЫ ГОРЕНИЯ ТОПЛИВА

Объем воздуха, расходуемого на горение, и образующиеся продукты сгорания определяют двумя методами:

1) исходя из состава топлива и задаваясь определенным избытком воздуха;

2) на основе анализа продуктов сгорания с учетом состава сжигаемого топлива.

Первый метод применяется при проектировании и расчете энергетических установок, второй — при испытании установок и обработке материалов испытаний.

#### ПОДСЧЕТ ОБЪЕМОВ ВОЗДУХА И ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ ПО СОСТАВУ ТВЕРДОГО И ЖИДКОГО ТОПЛИВА

**Определяемые величины.** Состав твердого и жидкого топлива определяют в процессе технического и элементарного анализа в процентах по массе

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

Состав газообразного топлива фиксируют в процентах по объему, причем определяют не элементарный, а компонентный состав газа

$$H_2 + CO + CH_4 + C_2H_6 + C_3H_8 + C_4H_{10} + C_5H_{12} + \\ + C_nH_m + H_2S + CO_2 + O_2 + N_2 = 100\%.$$

Подсчет объемов воздуха и продуктов сгорания при работе на твердом и жидком топливе ведут исходя из элементарного состава топлива, выраженного в процентах по массе, а при сжигании газообразного топлива — по компонентному составу газа, данному в процентах по объему.



При сжигании топлива определяют количество кислорода, необходимое для сгорания топлива в стехиометрических условиях и с учетом избытка воздуха, поступающего в установку.

Обозначим:

- $L^0$  — количество воздуха в кг, необходимое для сгорания 1 кг топлива в стехиометрических условиях;
- $L$  — количество воздуха в кг, необходимое для сгорания 1 кг топлива с учетом избытка воздуха, поступающего в установку;
- $V_{O_2}^0$  — объем кислорода в  $нм^3$ , необходимый для сгорания 1 кг твердого и жидкого топлива или 1  $нм^3$  горючего газа в стехиометрических условиях;
- $V_{O_2}$  — объем кислорода в  $нм^3$ , необходимый для сгорания 1 кг твердого и жидкого или 1  $нм^3$  газообразного топлива, с учетом избытка воздуха, поступающего в установку;
- $V_B^0$  — объем воздуха в  $нм^3$ , необходимый для сгорания 1 кг твердого и жидкого и 1  $нм^3$  газообразного топлива в стехиометрических условиях;
- $V_B$  — объем воздуха в  $нм^3$ , необходимый для сгорания 1 кг твердого и жидкого или 1  $нм^3$  газообразного топлива, с учетом избытка воздуха, поступающего в установку;
- $\alpha$  — коэффициент избытка воздуха (или коэффициент расхода воздуха), т. е. отношение объема воздуха, поступающего в установку, к объему воздуха, необходимому для сгорания топлива в стехиометрических условиях:  $\alpha = V_B : V_B^0$ . Поскольку объем избыточного воздуха, поступающего в установку, может возрасти вследствие подсосов воздуха по тракту, при определении коэффициента избытка воздуха указывают, для какой зоны установки он подсчитан (например:  $\alpha_T$  — в топке;  $\alpha_H$  — после пароперегревателя;  $\alpha_0$  — после экономайзера;  $\alpha_p$  — после рекуператора;  $\alpha_K$  — после котла-утилизатора;  $\alpha_{у.г.}$  — в уходящих газах);
- $V_{CO_2}$  — объем двуокси углерода в продуктах сгорания в  $нм^3$  на 1 кг твердого или 1  $нм^3$  газообразного топлива;
- $V_{SO_2}$  — объем сернистого газа в продуктах сгорания в  $нм^3$  на 1 кг твердого и жидкого или 1  $нм^3$  газообразного топлива;
- $V_{RO_2}$  — суммарный объем кислотных окислов  $RO_2$  в продуктах сгорания ( $CO_2 + SO_2$ ) в  $нм^3$  на 1 кг твердого и жидкого или 1  $нм^3$  газообразного топлива;
- $V_{CO}$  — объем окиси углерода в продуктах неполного сгорания в  $нм^3$  на 1 кг твердого или 1  $нм^3$  газообразного топлива;
- $V_{H_2}$  — объем водорода в продуктах неполного сгорания в  $нм^3$  на 1 кг твердого и жидкого или 1  $нм^3$  газообразного топлива;
- $V_{CH_4}$  — объем метана в продуктах неполного сгорания в  $нм^3$  на 1 кг твердого и жидкого или 1  $нм^3$  газообразного топлива;
- $V_{O_2}$  — объем избыточного кислорода в продуктах сгорания в  $нм^3$  на 1 кг твердого и жидкого или 1  $нм^3$  газообразного топлива;
- $V_{N_2}^0$  — объем азота в продуктах сгорания в  $нм^3$  на 1 кг твердого или 1  $нм^3$  газообразного топлива в стехиометрических условиях;
- $V_{N_2}$  — объем азота в продуктах сгорания в  $нм^3$  на 1 кг твердого и жидкого или 1  $нм^3$  газообразного топлива с учетом коэффициента расхода воздуха;
- $V_{H_2O}^0$  — объем водяного пара в продуктах сгорания в  $нм^3$  на 1 кг твердого и жидкого или 1  $нм^3$  газообразного топлива при полном его сгорании в стехиометрических условиях;
- $V_{H_2O}$  — объем водяного пара в продуктах сгорания в  $нм^3$  на 1 кг твердого и жидкого или 1  $нм^3$  газообразного топлива с учетом коэффициента расхода воздуха.

Различают объем сухих продуктов сгорания  $V_{с.г.}$  и суммарный объем  $V_{\Sigma}$  влажных продуктов сгорания, включающий водяной пар, и подсчитывают:

$V_{с.г.}^0$  — объем сухих продуктов сгорания в  $\text{н.м}^3$ , образующийся при полном сгорании 1 кг твердого и жидкого или 1  $\text{н.м}^3$  газообразного топлива в стехиометрических условиях;

$V_{с.г.}$  — объем сухих продуктов сгорания в  $\text{н.м}^3$  на 1 кг твердого и жидкого или на 1  $\text{н.м}^3$  газообразного топлива с учетом неполноты сгорания и избытка воздуха;

$h$  — коэффициент изменения объема сухих газов по отношению к теоретическому,  $h = V_{с.г.} : V_{с.г.}^0$ . Подобно коэффициенту избытка воздуха  $\alpha$ , коэффициент изменения объема сухих продуктов сгорания  $h$  может возрастать вследствие присосов воздуха по тракту, в соответствии с чем различают:  $h_r$ ,  $h_{ш}$ ,  $h_{\lambda}$ ,  $h_p$ ,  $h_k$ ,  $h_{y.л}$ ;

$V_{\Sigma}^0$  — суммарный объем влажных продуктов сгорания в  $\text{н.м}^3$ , образующийся при полном сгорании 1 кг твердого и жидкого или 1  $\text{н.м}^3$  газообразного топлива в стехиометрических условиях;

$V_{\Sigma}$  — суммарный объем влажных продуктов сгорания в  $\text{н.м}^3$  на 1 кг твердого и жидкого или 1  $\text{н.м}^3$  газообразного топлива с учетом неполноты сгорания и избытка воздуха.

**Последовательность подсчета.** Подсчет ведут в следующей последовательности.

1. Производят технический анализ топлива и определяют содержание золы и влаги по методике, изложенной в первой главе.

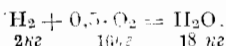
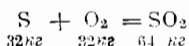
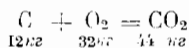
2. Определяют (по разности) содержание горючей массы топлива.

3. Устанавливают состав горючей массы топлива путем элементарного анализа или по справочным таблицам.

4. Пересчитывают содержание горючих компонентов топлива с горючей массы на рабочую (по формуле, приведенной на стр. 15).

5. Подсчитывают количество кислорода и воздуха, необходимое для сгорания топлива, и количество продуктов сгорания на основе стехиометрических уравнений горения углерода  $C^0$ , серы  $S^0$  и водорода  $H^0$ . |

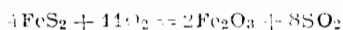
#### Подсчет расхода кислорода и воздуха



Следовательно, при полном сгорании 1 кг углерода в стехиометрическом количестве кислорода расходуется  $32 : 12 = 2,67$  кг кислорода и образуется 3,67 кг двуокиси углерода (углекислого газа). При сгорании 1 кг горючей серы  $S_r$  входящей в состав органических соединений  $S_0$  и в состав колчедана (сульфидов)  $S_k$ , расходуется 1 кг кислорода и образуется 2 кг сернистого газа.

Из уравнений горения углерода и серы видно, что на 1 кг-атом углерода или горючей серы расходуется 1 кг-молекула кислорода.

В действительности при сгорании колчедана расход кислорода несколько больше. Так, железный колчедан сгорает по уравнению



Однако погрешность, допускаемая при подсчете расхода кислорода, необходимого для сгорания топлива, без учета дополнительного расхода кислорода на окисление металла, входящего в состав колчедана, сравнительно невелика. Поэтому подсчет расхода кислорода и воздуха производят обычно без учета этой величины.

Следовательно, расход кислорода на 1 кг горючей серы меньше расхода на 1 кг углерода во столько раз, во сколько раз атомный вес серы больше

атомного веса углерода. Отсюда, 1 кг горючей серы эквивалентен в отношении расхода кислорода  $12 : 32 = 0,375$  кг углерода. Расход кислорода на горение углерода и серы иногда подсчитывают суммарно, исходя из содержания в топливе «условного углерода», т. е. суммы  $C + 0,375 S$ , обозначаемой  $K$ . При сгорании 1 кг водорода расходуется 8 кг кислорода и образуется 9 кг водяного пара.

Количество кислорода воздуха  $O_v$ , необходимое для полного сгорания 1 кг топлива, равно

$$Q_v = 0,01 (2,67C^p + S_r^p + 8H^p - O^p) \text{ кг}, \quad (\text{III.1})$$

где  $C^p$ ,  $S_r^p$ ,  $H^p$  и  $O^p$  — соответственно содержание углерода, горючей серы, водорода и кислорода в рабочем топливе в процентах по весу.

Количество сухого воздуха  $L^0$ , необходимое для горения 1 кг топлива (принимая содержание в воздухе 23% кислорода по весу), равно

$$L_v^0 = \frac{1}{23} (2,67C^p + S_r^p + 8H^p - O^p) \text{ кг}, \quad (\text{III.2})$$

или

$$L_v^0 = \frac{1}{23} (2,67K^p + 8H^p - O^p) \text{ кг}. \quad (\text{III.3})$$

Отсюда объем воздуха  $V_v^0$ , теоретически необходимый для сгорания 1 кг топлива, равен  $L^0 \cdot 1,293 \text{ м}^3$ , т. е.

$$V_v^0 = \frac{1}{23 \cdot 87} (2,67K^p + 8H^p - O^p) \text{ м}^3/\text{кг},$$

или округленно:

$$V_v^0 = \frac{1}{30} (2,67K^p + 8H^p - O^p) \text{ м}^3/\text{кг}. \quad (\text{III.4})$$

По нормам теплового расчета котлоагрегата

$$V_v^0 = 0,0889K^p + 0,265H^p - 0,0333 \cdot O^p \text{ м}^3/\text{кг}, \quad (\text{III.5})$$

где  $0,0889 = 2,67 : (23 \cdot 1,293)$ ;  $0,265 = 8 : (23 \cdot 1,293)$ ;  $0,0333 = 1 : (23 \cdot 1,293)$ .

Коэффициенты при углероде, водороде и сере в формуле (III. 5) подсчитаны с точностью до четвертого знака без округления атомных весов и процентного состава воздуха. Это значительно превышает точность элементарного анализа топлива.

**Подсчет объема продуктов сгорания.** Суммарный объем продуктов сгорания  $V_\Sigma^0$ , образующийся при полном сгорании топлива в стехиометрическом объеме воздуха, равен

$$V_\Sigma^0 = V_{CO_2} + V_{SO_2} + V_{H_2O}^0 + V_{N_2}^0 + V_{RO_2} + V_{H_2O}^0 + V_{N_2}^0 \text{ м}^3/\text{кг}, \quad (\text{III.6})$$

где

$$V_{CO_2} = 0,01 \cdot 2,67C^p \frac{22,41}{44} = 0,01 \cdot 1,87C^p \text{ м}^3/\text{кг}; \quad (\text{III.7})$$

$$V_{SO_2} = 0,01 \cdot 2S_r^p \frac{22,41}{64} = 0,01 \cdot 0,7S^p \text{ м}^3/\text{кг}; \quad (\text{III.8})$$

$$V_{H_2O} = V_{CO_2} + V_{SO_2} = 0,01 \cdot 1,87K^p = 0,0187K^p \text{ м}^3/\text{кг}. \quad (\text{III.9})$$

При сжигании твердого топлива приходится считаться с тем, что не весь углерод переходит в газообразные продукты сгорания. Часть несгоревшего углерода уносится с дымовыми газами, проваливается сквозь колосниковую решетку, теряется с золой и шлаками. Это — потери вследствие механической неполноты сгорания. При их учете объемы  $CO_2$  и  $RO_2$  подсчитывают

по формулам:

$$V_{\text{CO}_2} = 1,87 \frac{C^p}{100} \cdot \frac{100 - q_1}{100} \text{ нм}^3/\text{кг}; \quad (\text{III.10})$$

$$V_{\text{RO}_2} = 1,87 \frac{K^p}{100} \cdot \frac{100 - q_1}{100} \text{ нм}^3/\text{кг}, \quad (\text{III.11})$$

где  $q_1$  — потери тепла вследствие механической неполноты сгорания, %.  
Объем водяного пара в продуктах сгорания

$$V_{\text{H}_2\text{O}}^p = 0,01 (9\text{H}^p + W^p) \cdot \frac{22,41}{18} = 0,111 \text{H}^p + 0,0124 W^p \text{ нм}^3/\text{кг}. \quad (\text{III.12})$$

Объем водяного пара в продуктах сгорания с учетом содержания в воздухе около 1% влаги по весу (1,6% по объему) равен

$$V_{\text{H}_2\text{O}}^o = 0,01 \left( 9\text{H}^p + W^p \right) \cdot \frac{22,41}{18} + V_{\text{B}}^o \cdot 0,016 = 0,111 \text{H}^p + 0,0124 W^p + 0,016 V_{\text{B}}^o \text{ нм}^3/\text{кг}. \quad (\text{III.12a})$$

Объем азота в продуктах сгорания твердого или жидкого топлива

$$V_{\text{N}_2}^o = 0,79 V_{\text{B}}^o + \frac{N^p}{100} \cdot \frac{22,41}{28} = 0,79 V_{\text{B}}^o + 0,8 \frac{N^p}{100} \text{ нм}^3/\text{кг}. \quad (\text{III.13})$$

Основное количество азота, являющегося главным компонентом продуктов сгорания, поступает из воздуха. Количество азота, переходящее в продукты сгорания из топлива, составляет всего лишь около 1% суммарного количества азота, содержащегося в продуктах сгорания. Поэтому в расчетах, не претендующих на особую точность, выражение  $0,008 N^p$  в формуле (III.13) можно опустить.

При подсчете объема продуктов сгорания с учетом избытка воздуха  $\alpha$  следует дополнительно учесть содержание в продуктах сгорания избыточного кислорода и сопутствующего ему азота воздуха. При точных подсчетах учитывают также увеличение содержания в продуктах сгорания водяного пара, вносимого избыточным воздухом.

Содержание в продуктах сгорания избыточного кислорода равно

$$V_{\text{O}_2}^{\text{изб}} = (\alpha - 1) \cdot V_{\text{O}_2}^o. \quad (\text{III.14})$$

Суммарный объем продуктов сгорания с учетом избытка воздуха равен

$$V_{\Sigma} = V_{\text{RO}_2} + V_{\text{H}_2\text{O}} + V_{\text{N}_2} + V_{\text{O}_2}^{\text{изб}} = 1,87 \frac{K^p}{100} \cdot \frac{100 - q_1}{100} + \\ + (0,111 \text{H}^p + 0,0124 W^p + 0,016 V_{\text{B}}^o) + 0,79 V_{\text{B}}^o \alpha + 0,21 V_{\text{B}}^o (\alpha - 1) \text{ нм}^3/\text{кг}. \quad (\text{III.15})$$

Состав продуктов сгорания определяют посредством газового анализа, причем водяной пар, содержащийся в продуктах сгорания, конденсируется в процессе отбора пробы. В соответствии с этим состав дымовых газов, определяемый в газоанализаторах в процентах по объему, относится к составу газов, не содержащих водяного пара, т. е. к сухим продуктам сгорания  $V_{\text{с.г.}}$ . Отношение объемов сухих и влажных продуктов сгорания обозначают буквой  $B$

$$B = V_{\text{с.г.}}^o : V_{\Sigma}^o. \quad (\text{III.16})$$

Чем выше содержание водорода и влаги в топливе, тем больше водяного пара содержится в продуктах сгорания и тем существеннее различие между объемами сухих и влажных продуктов сгорания. Для топлива с малым содержанием водорода и влаги (антрацит, кокс, доменный газ) различие между объемами сухих и влажных продуктов сгорания невелико и значение  $B$  близко к единице. У топлива с высоким содержанием водорода величина  $B$

значительно меньше единицы, например у мазута  $B = 0,88$ , у природного газа — 0,81. Еще более низким значением  $B$  характеризуются высоковлажные виды твердого топлива. Так, у бурых углей и торфа с содержанием 50% влаги значение  $B$  равно  $\sim 0,72$ .

Объем продуктов полного сгорания углерода и серы равен объему кислорода, израсходованного на сгорание углерода и серы, а объем водяного пара, образующийся при сгорании водорода, вдвое больше объема кислорода, израсходованного на горение водорода. В соответствии с этим суммарный объем влажных продуктов сгорания  $V_{\Sigma}^0$  больше объема воздуха, расходуемого на сгорание топлива  $V_{\text{в}}^0$ . Естественно, что различие в объемах влажных продуктов сгорания и воздуха возрастает с увеличением содержания в топливе водорода и влаги и становится особенно заметным у высоковлажных видов твердого топлива — дров, торфа, бурых углей. Так, объем влажных продуктов сгорания фрезерного торфа с содержанием 50% влаги примерно на 40% превышает объем воздуха, необходимого для сгорания торфа (при  $\alpha = 1$ ).

Объем сухих продуктов сгорания  $V_{\text{с.г}}^0$  твердого и жидкого топлива меньше объема воздуха  $V_{\text{в}}^0$ , необходимого для сгорания топлива, и притом тем в большей степени, чем выше содержание в топливе «свободного водорода» ( $\text{H} - \text{O}/8$ ), т. е. водорода за вычетом эквивалентного по весу количества кислорода. Так, объем сухих продуктов сгорания мазута (при  $\alpha = 1$ ) примерно на 6% меньше объема воздуха, необходимого для полного сгорания мазута, а объем сухих продуктов сгорания фрезерного торфа на 2% меньше объема воздуха.

Соотношения объемов воздуха и сухих и влажных продуктов сгорания различных видов твердого и жидкого топлива иллюстрируются данными, приведенными в табл. 15.

Таблица 15

Соотношения объемов воздуха и продуктов сгорания твердого и жидкого топлива (округленно)

Топливо	Содержание влаги в топливе $W_P$ , %	Объем сухих продуктов сгорания		Объем воздуха $V_{\text{в}}^0$		Суммарный объем влажных продуктов сгорания $V_{\Sigma}^0$	
		$\text{лм}^3/\text{кг}$ топлива	$V_{\text{с.г}}^0$ , г	$\text{лм}^3/\text{кг}$ топлива	% к $V_{\text{с.г}}^0$	$\text{лм}^3/\text{кг}$ топлива	% к $V_{\text{с.г}}^0$
Углерод . . . . .	0	7,0	100	7,0	100	7,0	100
Антрацит . . . . .	5	7,1	100	7,2	101	7,5	105
Полуантрацит . . . . .	5	7,0	100	7,2	103	7,5	107
Каменный уголь тонкий . . .	5	7,0	100	7,2	103	7,6	108
Каменный уголь газовый . .	7	6,3	100	6,5	103	7,0	111
Бурый уголь челябинский	17	4,1	100	4,2	102	4,7	115
Бурый уголь подмосковный	33	2,9	100	3,0	103	3,6	124
Бурый уголь александровский	53	2,2	100	2,25	102	3,1	140
Торф кусковой . . . . .	40	2,95	100	3,0	102	3,9	132
Торф фрезерный . . . . .	50	2,45	100	2,5	102	3,4	140
Дрова . . . . .	40	2,8	100	2,8	100	3,7	132
Мазут . . . . .	3	9,7	100	10,3	106	11,0	113

Объем сухих продуктов сгорания, образующихся при сжигании 1 кг твердого или жидкого топлива, при заданном коэффициенте избытка воздуха  $\alpha$  можно подсчитать по формуле

$$V_{\text{с.г}} = V_{\text{RO}_2} + V_{\text{N}_2} + V_{\text{O}_2} = 1,87 \frac{K^P}{100} \cdot \frac{100 - q_4}{100} + 0,79 V_{\text{H}}^0 + 0,21 V_{\text{H}}^0 (\alpha - 1) \text{ лм}^3/\text{кг}, \quad (\text{III.17})$$

а суммарный объем влажных продуктов сгорания по формуле

$$V_{\Sigma} = V_{\text{RO}_2} + V_{\text{N}_2} + V_{\text{O}_2} + V_{\text{H}_2\text{O}} = 1,87 \cdot \frac{K^0}{100} \cdot \frac{100 - q_1}{100} + \\ + 0,79V_{\text{B}}^0 + 0,21V_{\text{B}}^0(\alpha - 1) + (0,111H^{\text{D}} + 0,0124W^{\text{D}} + 0,016V_{\text{B}}^0\alpha) \text{ нм}^3/\text{кг}. \quad (\text{III.18})$$

Применение приведенных формул иллюстрируется примерами подсчета.

Подсчет 1.

Подсчитать объем воздуха  $V_{\text{B}}^0$ , объем и процентный состав сухих  $V_{\text{с.г}}^0$  и влажных  $V_{\Sigma}^0$  продуктов сгорания антрацита марки АШ состава: 70,5% С<sup>Р</sup>; 1,7% S<sup>Р</sup>; 1,4% Н<sup>Р</sup>; 1,9% О<sup>Р</sup>; 0,8% N<sup>Р</sup>; 16,7% А<sup>Р</sup>; 7,0% W<sup>Р</sup> при  $\alpha = 1,0$  и 1,25.

$$K^{\text{P}} = C^{\text{P}} + 0,375 S_{\text{P}}^{\text{P}} = 70,5 + 0,375 \cdot 1,7 = 71,14\%.$$

Теоретически необходимый объем воздуха по формуле (III.5)

$$V^0 = (0,0889 K^{\text{P}} + 0,265 H^{\text{P}} - 0,0333 O^{\text{P}}) = 6,63 \text{ м}^3/\text{кг},$$

или по более простой формуле (III.4)

$$V_{\text{B}}^0 = \frac{1}{30} (2,67K^{\text{P}} + 8H^{\text{P}} - O^{\text{P}}) = \frac{1}{30} 201,3 = 6,63 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Результаты подсчета по этим формулам совпадают.

Объем продуктов сгорания при  $\alpha = 1$

$$V_{\text{RO}_2}^0 = 1,87 \cdot \frac{K^{\text{P}}}{100} = 1,87 \cdot \frac{71,14}{100} = 1,33 \text{ м}^3/\text{кг};$$

$$V_{\text{H}_2\text{O}}^0 = 0,111H^{\text{P}} + 0,0124W^{\text{P}} + 0,016V_{\text{B}}^0 = 0,35 \text{ м}^3/\text{кг};$$

$$V_{\text{N}_2}^0 = 0,79V_{\text{B}}^0 + 0,8 \cdot \frac{N}{100} = 0,79 \cdot 6,63 + 0,8 \cdot 0,008 = 5,258 + 0,006 \cong 5,25 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Объем сухих продуктов сгорания

$$V_{\text{с.г}}^0 = V_{\text{RO}_2}^0 + V_{\text{N}_2}^0 = 1,33 + 5,25 = 6,58 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Объем влажных продуктов сгорания

$$V_{\Sigma}^0 = V_{\text{RO}_2}^0 + V_{\text{N}}^0 + V_{\text{H}_2\text{O}}^0 = 1,33 + 5,25 + 0,35 = 6,93 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Состав сухих продуктов сгорания: 20,2%  $\text{RO}_2$ ; 79,8%  $\text{N}_2$ .

Состав влажных продуктов сгорания: 19,2%  $\text{RO}_2$ ; 75,7%  $\text{N}_2$ ; 5,1  $\text{H}_2\text{O}$ .

Объем воздуха при  $\alpha = 1,25$

$$V_{\text{B}} = \alpha V_{\text{B}}^0 = 6,63 \cdot 1,25 = 8,29 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Объем избыточного воздуха

$$V_{\text{B}}^{\text{изб}} = 0,25V_{\text{B}}^0 = 1,66 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Объем продуктов сгорания при  $\alpha = 1,25$

Объем сухих трехатомных газов при изменении  $\alpha$  не меняется

$$V_{\text{RO}_2} = V_{\text{RO}_2}^0 = 1,33 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Объем водяного пара с учетом содержания влаги в избыточном воздухе несколько увеличивается

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = V_{\text{H}_2\text{O}}^0 + 0,016V_{\text{B}}^0(\alpha - 1) = 0,35 + 1,66 \cdot 0,016 = 0,37 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Объем азота значительно увеличивается

$$V_{\text{N}_2} = 0,79V_{\text{B}} + 0,8 \cdot \frac{N_2}{100} = 0,79 \cdot 8,29 + 0,8 \cdot 0,08 = 6,51 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Объем избыточного кислорода

$$V_{O_2}^{изб} = 0,21 V_B^{изб} = 0,21 \cdot 1,66 = 0,35 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Объем сухих продуктов сгорания

$$V_{с.г} = 1,33 + 6,54 + 0,35 = 8,22 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Суммарный объем влажных продуктов сгорания

$$V_{\Sigma} = V_{RO_2} + V_{N_2} + V_{O_2} + V_{H_2O} = 1,33 + 6,54 + 0,35 + 0,37 = 8,59 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Состав сухих продуктов сгорания: 16,2%  $RO_2$ ; 79,5%  $N_2$ ; 4,3%  $O_2$ .

Состав влажных продуктов сгорания: 15,5%  $RO_2$ ; 76,1%  $N_2$ ; 4,1%  $O_2$ ; 4,3%  $H_2O$ .

Результаты приведенного расчета приведены в табл. 16.

Таблица 16

Результаты расчета сжигания антрацита

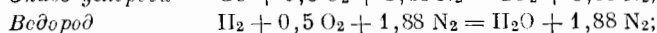
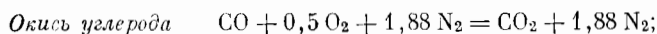
Коэффициент избытка воздуха	Объемы, м <sup>3</sup> /кг			Состав сухих продуктов сгорания, %			Состав влажных продуктов сгорания, %			
	$V_B$	$V_{с.г}$	$V_{\Sigma}$	$RO_2$	$N_2$	$O_2$	$RO_2$	$H_2O$	$N_2$	$O_2$
$\alpha = 1$	6,63	6,58	6,63	20,4	79,8	0,0	19,2	5,4	75,7	0,0
$\alpha = 1,25$	8,29	8,22	8,59	19,2	75,7	5,1	15,5	4,3	76,1	4,1

## ПОДСЧЕТ ОБЪЕМОВ ВОЗДУХА И ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ ПО СОСТАВУ ГАЗООБРАЗНОГО ТОПЛИВА

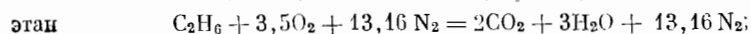
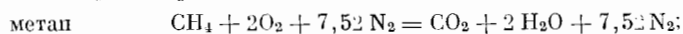
Элементарный анализ позволяет установить лишь соотношение углерода, серы, водорода и кислорода в горючей массе и не дает достаточного материала для суждения о природе химических соединений, входящих в состав топлива.

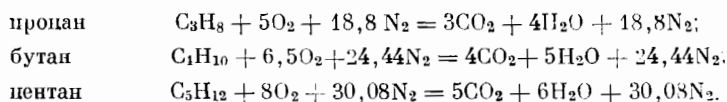
При теплотехнической оценке твердого и жидкого топлива приходится ограничиваться данными технического и элементарного анализа, так как более глубокое изучение природы топлива и его составляющих связано с большими трудностями. В отличие от этого при определении состава газообразного топлива представляется возможным, не прибегая к элементарному анализу газа, установить содержание в нем определенных химических соединений: окиси углерода, водорода, метана и других как предельных, так и непредельных углеводородов, кислорода, двуокиси углерода и т. д. Таким образом, газовый анализ, по сравнению с элементарным анализом, позволяет более полно оценить состав газа. Так, например, элементарный анализ не позволяет установить различие между  $CO_2$  и смесью, состоящей из  $CO$  и  $0,5 O_2$ , а газовым анализом это различие устанавливается четко и определено. В отличие от твердого и жидкого топлива состав газообразного топлива выражают не в виде суммы элементов, а в виде суммы горючих и инертных компонентов газа, и притом не в весовых, а в объемных процентах.

**Подсчет расхода кислорода и воздуха.** Объем кислорода, необходимого для сгорания газообразного топлива и образующихся продуктов сгорания, подсчитывают на основе уравнения горения компонентов, входящих в состав газообразного топлива:

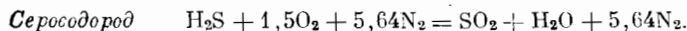
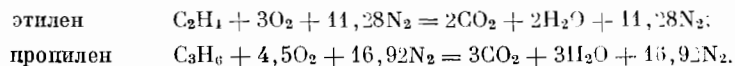


Предельные углеводороды





*Непредельные углеводороды (с одной двойной связью)*



Непредельные и ароматические углеводороды в процессе газового анализа определяются обычно совместно путем поглощения бромной водой или другими поглотителями. Сумму непредельных и ароматических углеводородов обозначают  $C_nH_m$ . При содержании в газе небольшого процента непредельных углеводородов обычно приравнивают их к этилену, т. е. считают, что  $C_nH_m = C_2H_4$ . При содержании в газе наряду с непредельными углеводородами ароматических углеводородов (например, в коксовом газе) среднему составу непредельных и ароматических углеводородов в большей степени соответствует пропилен, и  $C_nH_m$  принимают за  $C_3H_6$ .

В соответствии с приведенными выше уравнениями горения компонентов газообразного топлива объем кислорода, необходимый для сгорания 1  $нм^3$  газа, подсчитывают по формуле

$$V_{O_2}^0 = 0,01 (0,5CO + 0,5H_2 + 2CH_4 + 3,5C_2H_6 + 5C_3H_8 + 6,5C_4H_{10} + 8C_5H_{12} + 3C_2H_4 + 4,5C_3H_6 + 1,5H_2S - O_2) нм^3/нм^3 \text{ газа.} \quad (III.19)$$

Объем воздуха  $V_v^0$ , необходимый для горения газа, подсчитывают исходя из содержания в воздухе 21% кислорода по объему

$$V_v^0 = \frac{100}{21} V_{O_2}^0 = 4,76O_2^0 нм^3. \quad (III.20)$$

**Подсчет объема продуктов сгорания.** Суммарный объем влажных продуктов полного сгорания 1  $нм^3$  газообразного топлива равен

$$V_{\Sigma} = V_{CO_2} + V_{SO_2} + V_{H_2O} + V_{N_2} + V_{O_2} нм^3/нм^3 \text{ газа,} \quad (III.21)$$

или

$$V_{\Sigma} = V_{RO_2} + V_{H_2O} + V_{N_2} + V_{O_2} нм^3/нм^3 \text{ газа,} \quad (III.22)$$

а объем сухих продуктов сгорания

$$V_{с.г} = V_{CO_2} + V_{SO_2} + V_{N_2} + V_{O_2} нм^3/нм^3 \text{ газа,} \quad (III.23)$$

или

$$V_{с.г} = V_{RO_2} + V_{N_2} + V_{O_2} нм^3/нм^3 \text{ газа,} \quad (III.24)$$

где

$$V_{CO_2} = 0,01 (CO_2 + CO + CH_4 + 2C_2H_6 + 3C_3H_8 + 4C_4H_{10} + 5C_5H_{12} + 2C_2H_4 + 3C_3H_6) нм^3/нм^3 \text{ газа,} \quad (III.25)$$

или

$$V_{CO_2} = 0,01 (CO_2 + CO + nC_nH_{2n+2} + nC_nH_m) нм^3/нм^3 \text{ газа,} \quad (III.26)$$

$$V_{SO_2} = 0,01H_2S нм^3/нм^3 \text{ газа,} \quad (III.27)$$

$$V_{RO_2} = V_{CO_2} + V_{SO_2} нм^3/нм^3 \text{ газа} \quad (III.28)$$

$$V_{H_2O} = 0,01 (H_2 + 2CH_4 + 3C_2H_6 + 4C_3H_8 + 5C_4H_{10} + 2C_2H_4 + 3C_3H_6 + H_2S) нм^3/нм^3 \text{ газа,} \quad (III.29)$$



а с учетом содержания в 1 нм<sup>3</sup> газа  $d$  грамм влаги и содержания в воздухе 1% влаги по весу, т. е. 0,016 нм<sup>3</sup> на 1 нм<sup>3</sup> сухого воздуха

$$V_{H_2O} = 0,01 (H_2 + 2CH_4 + 3C_2H_6 + 4C_3H_8 + 5C_4H_{10} + 2C_2H_2 + 3C_3H_6 + H_2S + 0,125d + 1,6V_B^0 \cdot \alpha) \text{ нм}^3/\text{нм}^3 \text{ газа}, \quad (\text{III.30})$$

или

$$V_{H_2O} = 0,01 \left[ H_2 + (n + 1) C_n H_{2n+2} + \frac{m}{2} C_n H_m + H_2S \right] \text{ нм}^3/\text{нм}^3 \text{ газа}, \quad (\text{III.31})$$

а с учетом содержания влаги в газе и воздухе

$$V_{H_2O} = 0,01 \left[ H_2 + (n + 1) C_n H_{2n+2} + \frac{m}{2} C_n H_m + H_2S + 0,125d + 1,6V_B^0 \cdot \alpha \right] \text{ нм}^3 \text{ на } 1 \text{ нм}^3 \text{ газа}, \quad (\text{III.32})$$

$$V_{N_2} = 3,76V_{O_2}^0 \cdot \alpha + 0,01N_2 \text{ нм}^3/\text{нм}^3 \text{ газа}, \quad (\text{III.33})$$

$$V_{O_2}^{\text{н.б.}} = (\alpha - 1) V_{O_2}^0 \text{ нм}^3/\text{нм}^3 \text{ газа}. \quad (\text{III.34})$$

Объем воздуха и продуктов сгорания можно подсчитать также по несколько иному методу, а именно вести подсчет на 100 м<sup>3</sup> газа, определяя расход кислорода на горение и объемы CO<sub>2</sub> и H<sub>2</sub>O для каждого компонента газообразного топлива, записывая полученные данные в таблицу и затем суммируя результат (табл. 17).

Применение указанных методов иллюстрируется следующим подсчетом.

Подсчет 2.

Определить объем воздуха, подсчитать объем и состав продуктов сгорания, при сжигании с коэффициентом избытка воздуха 1,1 природного газа следующего состава: CH<sub>4</sub> — 95,0%; C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> — 1,0%; C<sub>3</sub>H<sub>8</sub> — 0,6%; C<sub>4</sub>H<sub>10</sub> — 0,4%; CO<sub>2</sub> — 1,0%; N<sub>2</sub> — 2,0%.

1. Подсчет по формулам (III.19) — (III.29)

$$V_{O_2}^0 = 0,01 (2CH_4 + 3,5C_2H_6 + 5C_3H_8 + 6,5C_4H_{10}) = 0,01 (2 \cdot 95 + 3,5 \cdot 1 + 5 \cdot 0,6 + 6,5 \cdot 0,4) = 1,991 \text{ нм}^3/\text{нм}^3 \text{ газа},$$

$$V_{O_2} = \alpha V_{O_2}^0 = 1,1 \cdot 1,991 = 2,190 \text{ нм}^3/\text{нм}^3 \text{ газа},$$

$$V_{O_2}^{\text{н.б.}} = (\alpha - 1) V_{O_2}^0 = 0,1 \cdot 1,991 = 0,199 \text{ нм}^3/\text{нм}^3,$$

$$V_B = 4,76 V_{O_2} = 4,76 \cdot 2,19 = 10,43 \text{ нм}^3/\text{нм}^3 \text{ газа},$$

$$V_{N_2} = 3,76V_{O_2} + 0,01 N_2 = 3,76 \cdot 2,19 + 0,01 \cdot 2 = 8,26 \text{ нм}^3/\text{нм}^3 \text{ газа},$$

$$V_{CO_2} = 0,01 (CH_4 + 2C_2H_6 + 3C_3H_8 + 4C_4H_{10} + CO_2) = 0,01 (95 + 2 \cdot 1 + 3 \cdot 0,6 + 4 \cdot 0,4 + 1) = 1,014 \text{ нм}^3/\text{нм}^3 \text{ газа},$$

$$V_{H_2O} = 0,01 (2CH_4 + 3C_2H_6 + 4C_3H_8 + 5C_4H_{10}) = 0,01 (2 \cdot 95 + 3 \cdot 1 + 4 \cdot 0,6 + 5 \cdot 0,4) = 1,97 \text{ нм}^3/\text{нм}^3 \text{ газа},$$

$$V_{c.г} = V_{CO_2} + V_{O_2}^{\text{н.б.}} + V_{N_2} = 1,014 + 0,199 + 8,26 = 9,47 \text{ нм}^3/\text{нм}^3 \text{ газа},$$

$$V_{\Sigma} = V_{c.г} + V_{H_2O} = 9,47 + 1,97 = 11,44 \text{ м}^3/\text{м}^3 \text{ газа}.$$

Состав сухих продуктов сгорания

$$CO_2 = 100V_{CO_2} : V_{c.г} = 10,7\%,$$

$$O_2 = 100V_{O_2}^{\text{н.б.}} : V_{c.г} = 2,1\%,$$

$$N_2 = 100V_{N_2} : V_{c.г} = 87,2\%.$$

Таблица 17

Подсчет объема продуктов сгорания

Компонент	Объем, м <sup>3</sup> в 100 м <sup>3</sup> газа	Объем O <sub>2</sub> в воздухе	Объем продуктов сгорания, м <sup>3</sup>			
			CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> O	O <sub>2</sub> изб	N <sub>2</sub>
CH <sub>4</sub>	95,0	190	95,0	190		219·3,76=824
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	1,0	3,5	2,0	3,0		
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,6	3,0	1,8	2,4		
C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,4	2,6	1,6	2,0		
CO <sub>2</sub>	1,0	—	1,0	—		
N <sub>2</sub>	2,0	—	—	—		2,0
Всего при α = 1,0	100,0	199,1	101,4	197,4	—	
Всего при α = 1,1	100,0	219,0	101,4	197,4	19,9	826,0

 $V_{\text{возд}} \text{ при } \alpha 1,1 = 219 + 824 = 1043 \text{ нм}^3/100 \text{ нм}^3 \text{ газа};$ 
 $V_{\text{с.г}} = 101,4 + 19,9 + 826 = 947 \text{ нм}^3/100 \text{ нм}^3 \text{ газа};$ 
 $V_{\Sigma} = 947 + 197,4 = 1144 \text{ нм}^3/100 \text{ нм}^3 \text{ газа}.$ 

Состав сухих продуктов сгорания:

CO<sub>2</sub> = 10,7 %O<sub>2</sub> = 2,1 %
$$\frac{N_2 = 87,2\%}{100,0\%}$$

Таблица 18

Соотношение объемов воздуха и продуктов сгорания газообразного топлива

Газ	Объем сухих продуктов сгорания $V_{\text{с.г}}^0$		Объем воздуха $V_{\text{в}}^0$		Суммарный объем влажных продуктов сгорания $V_{\Sigma}^0$		Отношение объемов воздуха и влажных продуктов сгорания
	нм <sup>3</sup> /нм <sup>3</sup> газа	%	нм <sup>3</sup> /нм <sup>3</sup> газа	в % к $V_{\text{с.г}}^0$	нм <sup>3</sup> /нм <sup>3</sup>	в % к $V_{\text{с.г}}^0$	

Основные компоненты газообразного топлива

Оксид углерода . . . . .	2,88	100	2,38	83	2,88	100	0,83
Водород . . . . .	1,88	100	2,38	127	2,88	153	0,83
Метан . . . . .	8,52	100	9,52	112	10,52	123	0,90
Этан . . . . .	15,16	100	16,66	110	18,16	120	0,92
Пропан . . . . .	21,80	100	23,80	109	25,80	118	0,925
Бутан . . . . .	28,44	100	30,94	108	33,44	117	0,93
Этилен . . . . .	13,28	100	14,28	107	15,28	115	0,93

Газообразное топливо (округлено)

Природный газ . . . . .	8,5	100	9,5	112	10,5	123	0,90
Сжиженный газ . . . . .		100		109		118	0,93
Коксовый газ . . . . .	3,5	100	4,0	114	4,7	134	0,85
Водяной газ . . . . .	2,2	100	2,1	95	2,7	122	0,78
Генераторный (из тоще- го топлива) газ . . . . .	1,7	100	1,0	60	1,85	110	0,54
Доменный газ . . . . .	1,6	100	0,8	50	1,7	106	0,47

При сжигании газообразного топлива (за исключением газов с высоким содержанием CO) объем сухих продуктов сгорания меньше объема воздуха, израсходованного на горение, а объем влажных продуктов сгорания, содержащих водяной пар, образующийся в результате сгорания водорода и углеводородов, больше объема воздуха.

Данные, приведенные в табл. 18, иллюстрируют указанное положение.

### ПОДСЧЕТ ОБЪЕМОВ ВОЗДУХА И ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ ПРИ СОВМЕСТНОМ СЖИГАНИИ НЕСКОЛЬКИХ ВИДОВ ТОПЛИВА

При совместном сжигании двух или нескольких видов топлива в заданном соотношении, например А кг твердого топлива, В кг жидкого и В м<sup>3</sup> газообразного:

а) подсчитывают объемы воздуха и продуктов сгорания для каждого вида топлива  $V'$ ,  $V''$  и  $V'''$  м<sup>3</sup>;

б) складывают подсчитанные объемы, определяют суммарные объемы воздуха и продуктов сгорания

$$\Sigma V_{\text{RO}_2} = AV'_{\text{RO}_2} + BV''_{\text{RO}_2} + BV'''_{\text{RO}_2} \text{ м}^3;$$

$$\Sigma V_{\text{в}} = AV'_{\text{в}} + BV''_{\text{в}} + BV'''_{\text{в}} \text{ м}^3;$$

$$\Sigma V_{\text{с.г.}} = AV'_{\text{с.г.}} + BV''_{\text{с.г.}} + BV'''_{\text{с.г.}} \text{ м}^3$$

и т. д.;

в) по объему компонентов в продуктах сгорания ( $\Sigma V_{\text{RO}_2}$ ,  $\Sigma V_{\text{N}_2}$ ,  $\Sigma V_{\text{O}_2}$ ,  $\Sigma V_{\text{H}_2\text{O}}$ ) и суммарному объему сухих и влажных продуктов сгорания ( $\Sigma V_{\text{с.г.}}$  и  $\Sigma V_{\Sigma}$ ) подсчитывают процентный состав продуктов сгорания

$$\text{RO}_2 = \Sigma V_{\text{RO}_2} : \Sigma V_{\text{с.г.}} \%$$

Подсчет объема продуктов сгорания по их составу. При проведении испытаний топливоиспользующих установок определяют состав сухих продуктов сгорания. На основе этих данных и данных о составе топлива подсчитывают объем сухих и влажных продуктов сгорания, используемый для определения тепла продуктов сгорания, потерь тепла с уходящими газами и вследствие неполноты сгорания, для установления эффективности использования топлива и других целей. Подсчет объема продуктов сгорания ведут по содержанию углерода в продуктах сгорания и в сжигаемом топливе, причем следует иметь в виду, что при проведении большинства испытаний установок, работающих на твердом и жидком топливе, ограничиваются определением содержания в топливе золы и влаги, а содержание углерода в горючей массе топлива принимают по усредненным табулированным данным.

Поскольку содержание углерода в горючей массе твердого и жидкого топлива фиксируют в процентах по массе, а в газообразном топливе определяют не содержание углерода, а наличие углеродсодержащих компонентов  $\text{CH}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_6$ , CO и других в процентах по объему, подсчет объемов продуктов сгорания при сжигании топлива ведут с учетом этого различия в исходных данных.

**Подсчет объема продуктов сгорания при сжигании твердого и жидкого топлива.** 1 кг-атом углерода сгорает с образованием 1 кг-молекулы (22,41 м<sup>3</sup>)  $\text{CO}_2$ .

Следовательно, при полном сгорании 1 кг углерода образуется  $22,41 : 12 = 1,87$  м<sup>3</sup>  $\text{CO}_2$ , или  $1,87 \cdot \frac{100}{\text{CO}_2}$  сухих продуктов сгорания топлива в воздухе, содержащих  $\text{CO}_2$  % двуокиси углерода, а при сгорании 1 кг топлива, содержащего С % углерода,  $1,87 \cdot \frac{100}{\text{CO}_2} \cdot \frac{C}{100} = 1,87 \frac{C}{\text{CO}_2}$  м<sup>3</sup> сухих газов.

При неполном сгорании 1 кг-атома углерода образуется 22,41 м<sup>3</sup> сумм углеродсодержащих газов, т. е.  $\text{CO}_2$ , CO и  $\text{CH}_4$ . Следовательно, при сгорании 1 кг углерода образуется  $22,41 : 12 = 1,87$  м<sup>3</sup> ( $\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4$ ).

При анализе продуктов сгорания определяют поглощением щелочью не  $\text{CO}_2$ , а сумму кислотных окислов  $\text{CO}_2 + \text{SO}_2$ , обозначаемую  $\text{RO}_2$ . Поэтому при сжигании сернистого топлива объем продуктов сгорания подсчитывают исходя из содержания в них  $\text{RO}_2$ , а в сжигаемом топливе «условного углерода» —  $\text{K}^p$ , т. е. суммы углерода и эквивалентного ему, по расходу кислорода, на горение количества горючей серы

$$\text{K}^p = \text{C}^p + 0,375\text{S}^p \text{ \%}.$$

Следовательно, при сгорании 1 кг топлива с содержанием  $\text{K}^p$  % «условного углерода» образуется  $0,01 \cdot 1,87 \text{ K}^p$  н.м.<sup>3</sup> газов, содержащих углерод и серу. Отсюда объем сухих продуктов сгорания равен

$$V_{\text{с.г}} = 1,87 \frac{\text{K}^p}{100} \cdot \frac{100}{\text{RO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4} = 1,87 \frac{\text{K}^p}{\text{RO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4} \text{ н.м.}^3/\text{кг} \quad (\text{III.35})$$

или с учетом потерь топлива, вследствие провала и уноса,

$$V_{\text{с.г}} = 1,87 \frac{\text{K}^p}{\text{RO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4} \cdot \frac{100 - q_1}{100} \text{ н.м.}^3/\text{кг}, \quad (\text{III.36})$$

где  $q_1$  — процент потерь в результате провала не сгоревшего топлива через колосники, уноса с дымовыми газами и т. д.

При сжигании топлива с малым выходом летучих веществ (антрацит, тощие каменные угли, кокс и др.) содержание водорода и метана в продуктах сгорания практически равно нулю, и, следовательно, приходится считаться при неполноте сгорания лишь с содержанием в продуктах сгорания  $\text{RO}_2$  и  $\text{CO}$ . В этих случаях

$$V_{\text{с.г}} = 1,87 \frac{\text{K}^p}{\text{RO}_2 + \text{CO}} \cdot \frac{100 - q_1}{100} \text{ н.м.}^3/\text{кг}. \quad (\text{III.37})$$

Объем водяного пара  $V_{\text{H}_2\text{O}}$ , образующийся при сжигании 1 кг топлива, подсчитывают по формуле (III.12) или (III.12а).

Установив объем сухих газов  $V_{\text{с.г}}$ , образующийся при сгорании 1 кг топлива, и объем водяного пара  $V_{\text{H}_2\text{O}}$ , фиксируют суммарный объем продуктов сгорания  $V_{\Sigma}$

$$V_{\Sigma} = V_{\text{с.г}} + V_{\text{H}_2\text{O}}.$$

П о д с ч е т.

Определить объем продуктов сгорания мазута  $V_{\Sigma}$  при содержании в сухих продуктах сгорания 12,2%  $\text{RO}_2$  и 0,2%  $\text{CO}$ . Состав мазута:  $\text{C}^p = 85\%$ ,  $\text{S}^p = 1\%$ ,  $\text{H}^p = 10,5\%$ ,  $\text{N}^p = 0,5\%$ ,  $\text{W}^p = 3\%$ . Фиксируем величину  $\text{K}^p$

$$\text{K}^p = \text{C}^p + 0,375\text{S}^p = 35,37\%.$$

По формуле (III.35) находим

$$V_{\text{с.г}} = 1,87 \frac{\text{K}^p}{\text{RO}_2 + \text{CO}} = \frac{1,87 \cdot 35,37}{12,2 + 0,2} = 13,1 \text{ н.м.}^3/\text{кг}.$$

По формуле (III.12)

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = 0,111\text{H}^p + 0,0124\text{W}^p = 0,111 \cdot 10,5 + 0,0124 \cdot 3 = 1,2 \text{ н.м.}^3/\text{кг}.$$

Тогда

$$V_{\Sigma} = V_{\text{с.г}} + V_{\text{H}_2\text{O}} = 13,1 + 1,2 = 14,3 \text{ н.м.}^3/\text{кг}.$$

**Подсчет объема продуктов сгорания при сжигании газообразного топлива.** Объем сухих продуктов сгорания  $V_{\text{с.г}}$  можно подсчитать по балансу углерода в сжигаемом газе и образующихся продуктах сгорания

$$\begin{aligned} \text{CH}_4 + 2\text{C}_2\text{H}_6 + 3\text{C}_3\text{H}_8 + 4\text{C}_4\text{H}_{10} + 5\text{C}_5\text{H}_{12} + 2\text{C}_2\text{H}_4 + \text{CO} + \text{CO}_2 = \\ = V_{\text{с.г}} (\text{CO}_2' + \text{CO}' + \text{CH}_4). \end{aligned}$$

В левой части уравнения приведен состав углеродсодержащих компонентов в газе, а в правой части — в продуктах сгорания. Отсюда

$$V_{c.r} = \frac{CH_4 + 2C_2H_6 + 3C_3H_8 + 4C_4H_{10} + 5C_5H_{12} + 2C_6H_{14} + CO + CO_2}{CO_2 + CO' + CH_4} \text{ нм}^3/\text{нм}^3 \text{ газа.} \quad (\text{III.38})$$

Объем водяного пара  $V_{H_2O}$ , образующийся при полном сгорании газообразного топлива, подсчитывают по формулам (III.31) или (III.32), а при неполном сгорании газа и содержании в продуктах сгорания  $H_2$  и  $CH_4$  — по формуле

$$V'_{H_2O} = V_{H_2O} - 0,01V_{c.r} (H_2 + 2CH_4) \text{ нм}^3/\text{нм}^3 \text{ газа.} \quad (\text{III.39})$$

Суммарный объем продуктов сгорания

$$V_{\Sigma} = V_{c.r} + V_{H_2O} \text{ нм}^3/\text{нм}^3 \text{ газа.}$$

П о д с ч е т.

В продуктах сгорания природного газа содержится  $CO_2' = 8,0\%$ ,  $CO' = 0,2\%$ ,  $H_2' = 0,2\%$ ,  $CH_4' = 0,1\%$ .

Состав природного газа:  $CH_4 = 95\%$ ,  $C_2H_6 = 1\%$ ,  $C_3H_8 = 0,6\%$ ,  $C_4H_{10} = 0,4\%$ ,  $CO_2 = 1\%$ ,  $N_2 = 2\%$ .

По формуле (III.38)

$$V_{c.r} = \frac{CH_4 + 2C_2H_6 + 3C_3H_8 + 4C_4H_{10} + CO_2}{CO_2 + CO} = \frac{95 + 2 \cdot 1 + 3 \cdot 0,6 + 4 \cdot 0,4 + 1}{8 + 0,2} = 12,50 \text{ нм}^3/\text{нм}^3 \text{ газа.}$$

По формуле (III.31) объем водяного пара без учета неполноты сгорания

$$V_{H_2O} = 0,01 (2CH_4 + 3C_2H_6 + 4C_3H_8 + 5C_4H_{10}) = 0,01 (2 \cdot 95 + 3 \cdot 1 + 4 \cdot 0,6 + 5 \cdot 0,4) = 1,97 \text{ нм}^3/\text{нм}^3 \text{ газа.}$$

По формуле (III.39) объем водяного пара в продуктах сгорания с учетом неполноты сгорания газа

$$V'_{H_2O} = V_{H_2O} - 0,01V_{c.r} (H_2 + 2CH_4) = 1,97 - 0,01 \cdot 12,5 (0,2 + 2 \cdot 0,1) = 1,92 \text{ м}^3;$$

$$V_{\Sigma} = 12,50 + 1,92 = 14,42 \text{ м}^3 \text{ (без учета содержания влаги в воздухе).}$$

**Подсчет объема продуктов сгорания при совместном сжигании двух видов топлива.** При совместном сжигании двух видов топлива, состав которого фиксируется в процентах по массе, объем сухих газов подсчитывают по формуле

$$V_{c.r} = \frac{1,87 (K' + BK'')}{RO_2 + CO + CH_4} \text{ м}^3, \quad (\text{III.40})$$

где  $K'$  — содержание углерода и горючей серы в одном виде топлива, например в каменном угле ( $K' = C' + 0,375 S'_r$ ), в процентах по массе;

$K''$  — аналогичная величина для второго вида топлива, например для мазута;

$B$  — количество килограммов мазута, сжигаемое совместно с 1 кг угля;  $RO_2$ ,  $CO$  и  $CH_4$  — углеродсодержащие компоненты в сухих продуктах сгорания, в процентах по объему.

Объем водяного пара в продуктах сгорания подсчитывают по формуле

$$V_{H_2O} = V'_{H_2O} + BV'_{H_2O} \text{ нм}^3 \quad (\text{III.41})$$

с определением объемов водяного пара, образующихся при сжигании 1 кг угля ( $V'_{H_2O}$ ) и мазута ( $V''_{H_2O}$ ) по формулам (III.12) или (III.12a).

При совместном сжигании твердого или жидкого топлива с газообразным

объем сухих продуктов сгорания подсчитывают по формуле

$$V_{c.r} = \frac{CH_4 + 2C_2H_6 + 3C_3H_8 + 4C_4H_{10} + 5C_5H_{12} + 2C_6H_{14} + CO + CH_3 + B \cdot 1,87K}{RO'_2 + CO' + CH'_4} \text{ н.м}^3, \quad (\text{III.42})$$

где  $A$  — количество твердого или жидкого топлива, в кг сжигаемого совместно с 1 н.м<sup>3</sup> газа.

В этом случае  $V_{c.r.}$  — объем сухих продуктов сгорания в н.м<sup>3</sup>, образующийся при сжигании 1 н.м<sup>3</sup> газа, и  $A$  кг твердого или жидкого топлива.

Объем водяного пара в продуктах сгорания подсчитывают по формуле (III.41)

$$V_{H_2O} = V'_{H_2O} + V''_{H_2O}$$

с определением объема водяного пара, образующегося при сжигании газа  $V'_{H_2O}$ , по формулам (III.31) или (III.32) и объема пара, образующегося при сгорании твердого или жидкого топлива, по формулам (III.12) или (III.12а).

## Глава IV

### СУХИЕ ПРОДУКТЫ СГОРАНИЯ ТОПЛИВА И $RO_{2max}$

#### ПРОДУКТЫ ПОЛНОГО СГОРАНИЯ

Сухие газообразные продукты полного сгорания топлива в стехиометрическом объеме воздуха состоят из  $RO_2$  (т. е. из  $CO_2$  и  $SO_2$ ) и  $N_2$ . При этом содержание  $RO_2$  в продуктах сгорания большинства видов твердого и жидкого топлива однозначно определяется составом горючей массы. Лишь при сжигании твердого топлива с весьма высоким содержанием минеральной массы, состоящей в значительной степени из карбонатов, следует учитывать увеличение содержания  $CO_2$  вследствие диссоциации карбонатов. Практически с этим обстоятельством приходится считаться при сжигании сланцев.

При полном сгорании углерода без избытка воздуха по уравнению

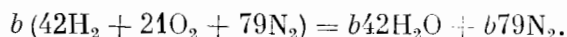


содержание  $CO_2$  в продуктах сгорания составляет 21% по объему. Следовательно, величина  $CO_{2max}$  продуктов сгорания углерода равна 21%.

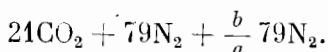
При сжигании топлива с высоким содержанием углерода в горючей массе  $CO_{2max}$  (или  $RO_{2max}$ ) приближается к этой величине, так для кокса  $RO_{2max}$  — 20,6%, для антрацита — 20,2%. Наличие в горючей массе топлива водорода понижает содержание  $RO_2$  не только во влажных, но и в сухих продуктах сгорания топлива. В самом деле, при сгорании топлива с высоким содержанием водорода, например мазута, наряду с горением углерода по уравнению



происходит также горение водорода по уравнению



После конденсации водяного пара, образовавшегося при сгорании водорода, сухие продукты сгорания углеводородного топлива состоят из



Очевидно, что содержание  $\text{CO}_2$  в продуктах сгорания меньше 21 %, так как 21 объем  $\text{CO}_2$  приходится не на 100 объемов  $\text{CO}_2 + \text{N}_2$ , как при сгорании углерода, а на  $(100 + b/a \cdot 79\text{N}_2)$  объемов. Чем больше соотношение водорода к углероду в горючей массе топлива, т. е.  $b : a$ , тем больше содержится в сухих продуктах сгорания азота, являющегося спутником кислорода воздуха, израсходованного на горение, содержащегося в топливе углерода и водорода, а следовательно, тем меньше процентное содержание в них  $\text{CO}_2$  или  $\text{RO}_2$  и тем ниже величина  $\text{CO}_{2\text{max}}$  или  $\text{RO}_{2\text{max}}$ .

Так, в продуктах сгорания сернистого мазута, содержащего около 12 % водорода,  $\text{RO}_{2\text{max}} \sim 16\%$ , а в продуктах сгорания природного газа, содержащего 25 % водорода по массе,  $\text{CO}_{2\text{max}}$  — всего лишь 11,8 %.

Содержание кислорода в горючей массе топлива повышает  $\text{RO}_{2\text{max}}$ , так как уменьшает расход кислорода воздуха, необходимого для горения топлива, а следовательно, и содержание в продуктах сгорания азота, сопутствующего кислороду воздуха. Если бы существовало твердое топливо, состоящее из углерода и кислорода, то  $\text{CO}_{2\text{max}}$  для продуктов сгорания такого топлива превышало бы 21 %, т. е. величину  $\text{CO}_{2\text{max}}$  для продуктов сгорания углерода.

Содержание кислорода в горючей массе твердого топлива с высоким выходом летучих веществ часто превышает 30 % (торф), достигая 44 % (древесина), и тем не менее  $\text{RO}_{2\text{max}}$  продуктов сгорания этих видов топлива ниже 21 %. Указанное обстоятельство объясняется тем, что не существует твердого топлива, состоящего только из углерода и кислорода. Кислород содержится в твердом топливе в виде гидроксидов —  $\text{OH}$ , карбоксидов —  $\text{COOH}$  и других соединений, содержащих водород, причем суммарное содержание водорода в топливе, как правило, превышает содержание кислорода, необходимое для полного окисления водорода.

Так, в горючей массе торфа и древесины содержится около 6 % водорода по весу. Для окисления этого количества водорода необходимо 48 % кислорода, т. е. больше, чем содержится кислорода в горючей массе торфа и древесины. Поэтому содержание кислорода в горючей массе торфа и древесины повышает  $\text{RO}_{2\text{max}}$  этих видов топлива, но не доводит эту величину до 21 %.

Если бы древесина не содержала кислорода, то по соотношению углерода и водорода в горючей массе она приближалась бы к мазуту и характеризовалась  $\text{CO}_{2\text{max}}$ , несколько большим 16 %. Однако вследствие содержания высокого процента кислорода, достаточного для окисления около 90 % водорода древесины,  $\text{CO}_{2\text{max}}$  древесины превышает 20 %, т. е. приближается к  $\text{CO}_{2\text{max}}$  продуктов сгорания углерода.

$\text{RO}_{2\text{max}}$  продуктов сгорания твердого топлива колеблется от 17 (сланцы) до 20,6 % (коке), а  $\text{RO}_{2\text{max}}$  продуктов сгорания жидкого топлива — от 14,8 (бензин) до 16,5 % (мазут).

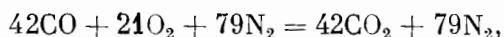
$\text{RO}_{2\text{max}}$  продуктов сгорания газообразного топлива находится в весьма широких пределах. Технический водород сгорает без образования  $\text{RO}_2$ . С другой стороны, газы, полученные путем полукоксования топлива с высоким содержанием кислорода, т. е. древесины и торфа, содержат до 70 %  $\text{CO}_2$ , переходящей при сжигании газа в продукты сгорания. Вследствие этого  $\text{RO}_{2\text{max}}$  продуктов сгорания достигает 45 %.

У природных, нефтепромысловых и других углеводородных газов  $\text{CO}_{2\text{max}}$  возрастает с увеличением молекулярного веса углеводородов и уменьшением процентного содержания в них водорода.

$\text{CO}_{2\text{max}}$  сухих продуктов сгорания метана и большинства природных газов около 11,8 %, нефтепромысловых и нефтезаводских газов — 13 %, сжиженных газов с преобладающим содержанием пропана ( $\text{C}_3\text{H}_8$ ) — около 14 %, т. е. приближается к  $\text{RO}_{2\text{max}}$  легкого жидкого топлива — бензина.

Генераторные газы, получаемые путем продувания слоя раскаленного топлива воздухом, паром или паровоздушной смесью, характеризуются значительно более высоким значением  $\text{RO}_{2\text{max}}$ . Основным горючим компонентом этих газов является окись углерода  $\text{CO}$ , состоящая из 43 % углерода и 57 %

кислорода по массе.  $\text{CO}_{2\text{max}}$  продуктов сгорания окиси углерода значительно превышает  $\text{CO}_{2\text{max}}$  продуктов сгорания углерода:



$$\text{CO}_{2\text{max}} = \frac{42 \cdot 100}{42 + 79} = 34,7\%.$$

Однако воздушный и смешанный генераторный газы содержат, наряду с 27—33% окиси углерода, от 48 до 66% азота, переходящего в продукты сгорания, а водяной газ, получаемый путем продувания раскаленного слоя антрацита или кокса водяным паром, содержит, наряду с окисью углерода, высокий процент водорода. Вследствие этого  $\text{RO}_{2\text{max}}$  генераторных газов близок к 21%, т. е. к  $\text{CO}_{2\text{max}}$  продуктов сгорания углерода.

$\text{CO}_{2\text{max}}$  или  $\text{RO}_{2\text{max}}$  сухих продуктов полного сгорания топлива определяют двумя методами: по элементарному составу сжигаемого топлива или, если состав сжигаемого топлива неизвестен, по составу продуктов сгорания.

При определении  $\text{CO}_{2\text{max}}$  по составу топлива подсчитывают по формуле (III.10) объем  $\text{CO}_2$ , образующийся при полном сгорании топлива,  $V_{\text{CO}_2}$  и по формуле (III.17) объем сухих продуктов сгорания в стехиометрическом количестве воздуха  $V_{\text{с.г.}}^0$ . Затем подсчитывают  $\text{CO}_{2\text{max}}$  по формуле

$$\text{CO}_{2\text{max}} = \frac{V_{\text{CO}_2} \cdot 100}{V_{\text{с.г.}}^0} \% \quad (\text{IV.1})$$

При сжигании сернистого топлива подсчитывают объем  $\text{RO}_2$ , образующийся в результате сгорания углерода и серы, по формуле (III.11) и объем сухих продуктов сгорания  $V_{\text{с.г.}}^0$  по формуле (III.17)

$$\text{RO}_{2\text{max}} = \frac{V_{\text{RO}_2} \cdot 100}{V_{\text{с.г.}}^0} \% \quad (\text{IV.2})$$

Если элементарный состав сжигаемого топлива неизвестен (или ведется совместное сжигание двух или нескольких видов топлива),  $\text{RO}_{2\text{max}}$  подсчитывают по составу сухих продуктов сгорания, определяемому посредством газового анализа.

Продукты полного сгорания топлива содержат обычно большее или меньшее количество избыточного воздуха. В соответствии с этим в состав сухих продуктов полного сгорания, кроме  $\text{RO}_2$  и  $\text{N}_2$ , входит  $\text{O}_2$ . Если содержание  $\text{RO}_2$  в разбавленных воздухом сухих продуктах сгорания равно содержанию кислорода в воздухе, т. е. 21%, то сумма  $\text{RO}_2$  и  $\text{O}_2$  в разбавленных воздухом продуктах сгорания также равна 21% и, следовательно, содержание кислорода в сухих продуктах полного сгорания равно 21 —  $\text{RO}_2$ . Однако, поскольку  $\text{RO}_{2\text{max}}$  сухих продуктов сгорания большинства видов топлива не равно 21%, сумма  $\text{RO}_2 + \text{O}_2$  в сухих продуктах сгорания также не равна 21%.

Взаимосвязь между  $\text{RO}_{2\text{max}}$  и содержанием в сухих продуктах полного сгорания  $\text{RO}_2$  и  $\text{O}_2$  определяется следующим образом.  $\text{RO}_{2\text{max}}$ , т. е. содержание  $\text{RO}_2$  в сухих продуктах полного сгорания, не разбавленных избыточным воздухом и состоящих только из  $\text{RO}_2$  и  $\text{N}_2$ , равно

$$\text{RO}_{2\text{max}} = \frac{\text{RO}_2 \cdot 100}{\text{RO}_2 + \text{N}_2} \% \quad (\text{IV.3})$$

где  $\text{RO}_2 + \text{N}_2 = 100\%$ .

В продуктах полного сгорания, разбавленных избыточным воздухом,  $\text{RO}_2 + \text{N}_2 + V_{\text{изб}}^{\text{в}} = 100\%$ , где  $V_{\text{изб}}^{\text{в}}$  — содержание избыточного воздуха в сухих продуктах полного сгорания (в процентах по объему). Отсюда  $\text{RO}_{2\text{max}}$  определяется по составу продуктов полного сгорания, разбавленных воздухом.



хом, по формуле

$$RO_{2 \max} = \frac{100 \cdot RO_2}{100 - V_{H_2O}^B} = \frac{100 \cdot RO_2}{100 - 4,76 \cdot O_2} \% \quad (IV.4)$$

Таким образом, представляется возможным определить  $RO_{2 \max}$  топлива, состав которого неизвестен, по данным газового анализа продуктов полного сгорания.  $RO_{2 \max}$  сухих продуктов горения легко установить по табл. 19. Содержание  $RO_2$  в продуктах полного сгорания приведено в первой и последней графах таблицы, содержание  $O_2$  — в верхней строке. В точках пересечения указана величина  $RO_{2 \max}$ .

Установив величину  $RO_{2 \max}$  по данным газового анализа нескольких проб продуктов полного сгорания, можно составить представление о содержании кислорода в продуктах полного сгорания данного топлива по содержанию в них  $RO_2$ . В самом деле, из формулы (IV. 2) следует, что содержание кислорода в сухих продуктах полного сгорания равно

$$O_2 = \frac{100 (RO_{2 \max} - RO_2)}{4,76 RO_{2 \max}} = \frac{21 (RO_{2 \max} - RO_2)}{RO_{2 \max}} \% \quad (IV.5)$$

Если обозначить через  $A$  отношение процентного содержания кислорода в воздухе, т. е. 21 к  $RO_{2 \max}$  сухих продуктов сгорания, то

$$O_2 = A (RO_{2 \max} - RO_2) \% \quad (IV.6)$$

Процентное содержание кислорода в сухих продуктах полного сгорания различных видов топлива, в зависимости от содержания в них  $RO_2$ , приведено в главах книги, посвященных изложению свойств отдельных видов топлива (например, соотношения  $RO_2$  и  $O_2$  в продуктах сгорания торфа приведены в гл. XII).

Если содержание кислорода, определенное в результате анализа продуктов сгорания, отличается от указанных в таблицах величин более чем на 0,2—0,3%, необходимо проверить результаты анализа. При этом меньшее содержание кислорода в продуктах сгорания указывает на возможность содержания в них продуктов неполного сгорания.

## ПРОДУКТЫ НЕПОЛНОГО СГОРАНИЯ

При неполном горении топлива в сухих продуктах сгорания могут содержаться наряду с  $RO_2$ ,  $N_2$ , и  $O_2$  также  $CO$ ,  $CH_4$  и  $H_2$ . В этом случае при сжигании твердого топлива с малым выходом летучих веществ и высоким содержанием углерода в горючей массе (антрацита, полуантрацита, тощих каменных углей, кокса, полукокса, древесного угля), а также ваграночных и доменных газов, основным горючим компонентом которых является окись углерода, практически единственный газообразный продукт неполного сгорания топлива  $CO$ . Следовательно, в этом случае сухие продукты сгорания состоят из  $RO_2$ ,  $N_2$ ,  $O_2$  и  $CO$ .

При содержании в продуктах сгорания  $CO$  в числитель формулы для подсчета  $RO_{2 \max}$  входит не  $RO_2$ , а «потенциальная величина  $RO_2$ », т. е. сумма  $RO_2 + CO$ , а в знаменатель — не общее содержание кислорода в продуктах сгорания, а содержание кислорода за вычетом количества, необходимого для окисления  $CO$ , т. е.

$$O_2 - 0,5CO.$$

В соответствии с этим формула (IV.2) приобретает следующий вид:

$$RO_{2 \max} = \frac{(RO_2 + CO) 100}{100 - 4,76 (O_2 - 0,5CO)} \% \quad (IV.7)$$

Таблица 19

Значения  $RO_{2\max}$  в зависимости от содержания  $RO_2$  и  $O_2$  в продуктах полного сгорания [6]

$RO_2$ , %	$O_2$ , %												
	15	14,5	14	13,5	13	12,5	12	11,5	11	10,5	10	9,5	9
6,0	21,0	19,5	18,1	16,8	15,8	14,8	14,0	13,2	12,6	12,0	11,5	11,0	10,5
6,2	21,6	20,1	18,7	17,4	16,3	15,3	14,5	13,7	13,0	12,4	11,8	11,3	10,8
6,4	22,4	20,7	19,3	18,0	16,8	15,8	14,9	14,1	13,4	12,8	12,2	11,7	11,2
6,6	23,0	21,4	19,8	18,5	17,4	16,3	15,4	14,6	13,9	13,2	12,6	12,1	11,5
6,8	23,8	22,0	20,5	19,1	17,9	16,8	15,9	15,1	14,2	13,6	13,0	12,4	11,9
7,0	24,4	22,7	21,0	19,7	18,4	17,3	16,4	15,6	14,7	14,0	13,4	12,7	12,2
7,2	25,2	23,4	21,6	20,2	19,0	17,8	16,8	16,0	15,1	14,4	13,8	13,2	12,6
7,4	25,8	24,0	22,2	20,8	19,5	18,3	17,3	16,4	15,5	14,8	14,2	13,5	12,9
7,6	—	24,6	22,8	21,4	20,0	18,8	17,7	16,8	15,9	15,2	14,5	13,8	13,2
7,8	—	25,2	23,4	21,9	20,5	19,3	18,3	17,3	16,4	15,6	14,9	14,2	13,6
8,0	—	26,0	24,0	22,4	21,0	19,8	18,7	17,7	16,8	16,0	15,3	14,6	14,0
8,2	—	26,6	24,7	23,0	21,6	20,3	19,2	18,1	17,2	16,4	15,7	15,0	14,4
8,4	—	—	25,3	23,6	22,1	20,8	19,7	18,5	17,6	16,8	16,0	15,3	14,7
8,6	—	—	25,9	24,1	22,6	21,3	20,1	19,0	18,0	17,2	16,4	15,7	15,0
8,8	—	—	26,4	24,7	23,1	21,8	20,6	19,5	18,5	17,6	16,8	16,0	15,3
9,0	—	—	—	25,2	23,6	22,3	21,0	19,9	18,9	18,0	17,2	16,4	15,6
9,2	—	—	—	25,8	24,2	22,8	21,5	20,4	19,4	18,4	17,6	16,8	16,0
9,4	—	—	—	26,4	24,7	23,2	22,0	20,8	19,7	18,8	18,0	17,2	16,4
9,6	—	—	—	—	25,2	23,8	22,5	21,2	20,2	19,2	18,4	17,5	16,8
9,8	—	—	—	—	25,7	24,2	23,0	21,7	20,6	19,6	18,7	18,0	17,1
10,0	—	—	—	—	26,4	24,8	23,4	22,2	21,0	20,0	19,1	18,4	17,5
10,2	—	—	—	—	—	25,3	23,9	22,6	21,4	20,4	19,5	18,8	17,9
10,4	—	—	—	—	—	25,8	24,4	23,0	21,8	20,8	19,9	19,2	18,2
10,6	—	—	—	—	—	26,3	24,8	23,4	22,2	21,2	20,3	19,4	18,5
10,8	—	—	—	—	—	—	25,2	23,8	22,6	21,6	20,6	19,7	18,8
11,0	—	—	—	—	—	—	25,7	24,3	23,1	22,0	21,0	20,1	19,2
11,2	—	—	—	—	—	—	26,2	24,8	23,6	22,4	21,4	20,5	19,6
11,4	—	—	—	—	—	—	—	25,2	24,0	22,8	21,8	20,9	20,0
11,6	—	—	—	—	—	—	—	25,6	24,4	23,2	22,2	21,2	20,3
11,8	—	—	—	—	—	—	—	26,1	24,8	23,6	22,6	21,6	20,6
12,0	—	—	—	—	—	—	—	—	25,2	24,0	23,0	22,0	21,0
12,2	—	—	—	—	—	—	—	—	25,6	24,4	23,4	22,3	21,3
12,4	—	—	—	—	—	—	—	—	26,0	24,8	23,7	22,7	21,6
12,6	—	—	—	—	—	—	—	—	26,4	25,2	24,1	23,0	22,0
12,8	—	—	—	—	—	—	—	—	—	25,6	24,5	23,4	22,4
13,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	26,0	24,9	23,8	22,7
13,2	—	—	—	—	—	—	—	—	—	26,4	25,3	24,1	23,0
13,4	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	25,6	24,5	23,3
13,6	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	26,0	24,8	23,6
13,8	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	26,4	25,2	24,0
14,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	26,8	25,6	24,4
14,2	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	26,0	24,8
14,4	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	26,3	25,2
14,6	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	26,7	25,6
14,8	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	26,0
15,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	26,3
15,2	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	26,8
15,4	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
15,6	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
15,8	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
16,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

O <sub>2</sub> , %												RO, %
8,5	8	7,5	7	6,5	6	5,5	5	4,5	4	3,5	3	
10,1	9,7	9,3	9,0	8,7	8,4	8,1	7,9	7,7	7,4	7,2	7,0	6,0
10,3	10,0	9,6	9,3	9,0	8,7	8,4	8,2	7,9	7,6	7,4	7,2	6,2
10,7	10,3	9,9	9,6	9,3	9,0	8,7	8,4	8,2	7,9	7,7	7,5	6,4
11,1	10,6	10,2	9,9	9,6	9,3	9,0	8,7	8,5	8,2	7,9	7,7	6,6
11,4	11,0	10,6	10,2	9,9	9,6	9,2	8,9	8,8	8,4	8,2	7,9	6,8
11,7	11,3	10,9	10,5	10,2	9,9	9,5	9,2	9,0	8,7	8,4	8,1	7,0
12,1	11,6	11,2	10,8	10,4	10,1	9,8	9,5	9,2	8,9	8,7	8,4	7,2
12,4	12,0	11,5	11,1	10,7	10,4	10,1	9,7	9,5	9,2	9,0	8,7	7,4
12,7	12,3	11,8	11,4	11,0	10,7	10,4	10,0	9,7	9,4	9,2	8,9	7,6
13,0	12,6	12,1	11,7	11,3	11,0	10,7	10,2	10,0	9,7	9,4	9,1	7,8
13,4	12,9	12,4	12,0	11,6	11,2	10,9	10,5	10,2	9,9	9,6	9,3	8,0
13,7	13,2	12,7	12,3	11,9	11,5	11,2	10,7	10,4	10,1	9,8	9,5	8,2
14,1	13,5	13,0	12,6	12,2	11,8	11,4	11,0	10,7	10,4	10,1	9,8	8,4
14,4	13,8	13,3	12,9	12,5	12,1	11,7	11,3	10,9	10,6	10,3	10,0	8,6
14,7	14,2	13,7	13,2	12,7	12,3	11,9	11,5	11,2	10,8	10,5	10,2	8,8
15,0	14,5	14,0	13,5	13,0	12,6	12,2	11,8	11,5	11,0	10,8	10,4	9,0
15,3	14,8	14,3	13,8	13,3	12,8	12,4	12,0	11,7	11,2	11,0	10,7	9,2
15,8	15,2	14,7	14,2	13,6	13,2	12,9	12,3	12,0	11,6	11,3	11,0	9,4
16,2	15,5	15,0	14,6	13,9	13,5	13,0	12,6	12,3	11,8	11,6	11,2	9,6
16,4	15,8	15,3	14,8	14,2	13,7	13,3	12,8	12,6	12,1	11,8	11,4	9,8
16,8	16,2	15,6	15,1	14,5	14,0	13,6	13,1	12,9	12,4	12,1	11,7	10,0
17,1	16,5	15,9	15,4	14,8	14,3	13,9	13,4	13,1	12,6	12,3	11,9	10,2
17,5	16,8	16,2	15,7	15,1	14,6	14,2	13,7	13,4	12,9	12,5	12,1	10,4
17,8	17,1	16,5	16,0	15,4	14,9	14,4	13,9	13,6	13,1	12,7	12,4	10,6
18,1	17,4	16,8	16,3	15,6	15,1	14,6	14,2	13,8	13,3	12,9	12,6	10,8
18,5	17,8	17,1	16,5	15,9	15,4	14,8	14,5	14,1	13,6	13,2	12,8	11,0
18,8	18,1	17,4	16,8	16,2	15,7	15,1	14,7	14,3	13,8	13,4	13,0	11,2
19,1	18,4	17,7	17,1	16,5	16,0	15,4	15,0	14,6	14,1	13,7	13,3	11,4
19,4	18,7	18,0	17,4	16,8	16,3	15,7	15,2	14,8	14,3	13,9	13,5	11,6
19,7	19,0	18,3	17,7	17,1	16,6	16,0	15,5	15,1	14,6	14,2	13,8	11,8
20,1	19,4	18,7	18,0	17,4	16,9	16,3	15,7	15,3	14,8	14,4	14,0	12,0
20,4	19,7	19,0	18,3	17,7	17,2	16,6	16,0	15,6	15,1	14,6	14,2	12,2
20,7	20,0	19,3	18,6	18,0	17,5	16,8	16,2	15,8	15,3	14,8	14,4	12,4
21,1	20,4	19,6	18,9	18,3	17,8	17,1	16,5	16,1	15,6	15,1	14,7	12,6
21,4	20,6	19,9	19,2	18,6	18,0	17,3	16,8	16,3	15,8	15,3	14,9	12,8
21,8	21,0	20,2	19,5	18,9	18,2	17,5	17,0	16,5	16,0	15,5	15,1	13,0
22,1	21,3	20,5	19,8	19,2	18,5	17,8	17,3	16,8	16,3	15,8	15,4	13,2
22,4	21,6	20,8	20,1	19,4	18,7	18,1	17,5	17,1	16,6	16,1	15,6	13,4
22,7	22,0	21,1	20,4	19,7	19,0	18,4	17,8	17,3	16,8	16,3	15,8	13,6
23,0	22,3	21,4	20,7	20,0	19,3	18,7	18,1	17,5	17,0	16,5	16,0	13,8
23,4	22,6	21,8	21,0	20,3	19,6	19,0	18,4	17,8	17,3	16,8	16,3	14,0
23,8	23,0	22,1	21,3	20,6	19,9	19,3	18,6	18,0	17,5	17,0	16,5	14,2
24,1	23,3	22,4	21,6	20,8	20,2	19,5	18,8	18,3	17,8	17,3	16,8	14,4
24,5	23,6	22,7	21,9	21,2	20,5	19,8	19,1	18,5	18,0	17,5	17,0	14,6
24,8	23,9	23,0	22,2	21,5	20,8	20,0	19,4	18,8	18,2	17,7	17,2	14,8
25,2	24,2	23,3	22,5	21,7	21,0	20,2	19,7	19,1	18,5	18,0	17,5	15,0
25,5	24,5	23,6	22,8	22,0	21,3	20,5	19,9	19,3	18,7	18,2	17,7	15,2
25,8	24,8	23,9	23,1	22,3	21,6	20,8	20,2	19,6	19,0	18,5	18,0	15,4
26,2	25,2	24,2	23,4	22,6	21,9	21,2	20,5	19,9	19,2	18,7	18,2	15,6
26,5	25,4	24,5	23,7	22,9	22,2	21,4	20,8	20,1	19,4	18,9	18,4	15,8
—	25,7	24,8	24,0	23,2	22,4	21,6	21,0	20,3	19,7	19,2	18,7	16,0

или более точно, с учетом уменьшения объема продуктов сгорания в результате догорания окиси углерода ( $2\text{CO} + \text{O}_2 = 2\text{CO}_2$ ),

$$\text{RO}_2 \text{ max} = \frac{(\text{RO}_2 + \text{CO}) 100}{100 - 4,76 (\text{O}_2 - 0,4\text{CO})} \quad (\text{IV.8})$$

Подсчет содержания окиси углерода в продуктах неполного сгорания. Если величина  $\text{RO}_2 \text{ max}$  определена с учетом состава топлива или на основе анализа продуктов сгорания, то содержание окиси углерода в продуктах сгорания можно подсчитать путем преобразования формулы (IV.8)

$$\text{RO}_2 \text{ max} (100 - 4,76\text{O}_2 + 4,76 \cdot 0,4\text{CO}) = (\text{RO}_2 + \text{CO}) 100;$$

$$\text{RO}_2 \text{ max} (21 - \text{O}_2 + 0,4\text{CO}) = (\text{RO}_2 + \text{CO}) 21;$$

$$21\text{RO}_2 \text{ max} - \text{RO}_2 \text{ max} \cdot \text{O}_2 - 21\text{RO}_2 = 21\text{CO} - 0,4\text{RO}_2 \text{ max} \cdot \text{CO}.$$

Отсюда

$$\text{CO} = \frac{21 (\text{RO}_2 \text{ max} - \text{RO}_2) - \text{RO}_2 \text{ max} \cdot \text{O}_2}{21 - 0,4\text{RO}_2 \text{ max}} \%$$

или

$$\text{CO} = \frac{21 \left( 1 - \frac{\text{RO}_2}{\text{RO}_2 \text{ max}} \right) - \text{O}_2}{\frac{21}{\text{RO}_2 \text{ max}} - 0,4} \% \quad (\text{IV.9})$$

Выражая отношение  $21 : \text{RO}_2 \text{ max}$  через  $A$ , получаем:

$$\text{CO} = \frac{21 \left( 1 - \frac{\text{RO}_2}{\text{RO}_2 \text{ max}} \right) - \text{O}_2}{A - 0,4} \quad (\text{IV.10})$$

Значения величины  $A$  для различных видов топлива приведены в табл. 20.

Таблица 20

Значения величин  $\text{RO}_2 \text{ max}$  и  $A$  для некоторых видов топлива

Топливо	$\text{RO}_2 \text{ max},$ %	$A$	Топливо	$\text{RO}_2 \text{ max},$ %	$A$
Коксовый газ . . . . .	10,5	2,0	Каменный уголь . . . . .	18,7	1,12
Природный газ . . . . .	11,8	1,78	Бурый уголь . . . . .	19,5	1,08
Нефтепромысловый газ . . . . .	13,0	1,61	Торф . . . . .	19,5	1,08
Сжиженный газ . . . . .	14,0	1,50	Генераторный газ . . . . .	20,0	1,05
Бензин . . . . .	14,8	1,42	Антрацит . . . . .	20,2	1,04
Дизельное топливо . . . . .	15,4	1,36	Дрова . . . . .	20,5	1,02
Мазут . . . . .	16,0	1,31	Кокс . . . . .	20,6	1,02
Мазут (тяжелый) . . . . .	16,5	1,27	Доменный газ . . . . .	24,5	0,86

Подставляя в формулу (IV.10) значения  $\text{RO}_2 \text{ max}$  для различных видов топлива, получаем следующие формулы для подсчета процентного содержания окиси углерода в продуктах неполного сгорания, не содержащих водорода, метана и других горючих компонентов.

Для твердого топлива с малым выходом летучих веществ: кокса

$$\text{CO} = \frac{21 - 1,02\text{RO}_2 - \text{O}_2 \%}{0,62}, \quad (\text{IV.11})$$

антрацита

$$\text{CO} = \frac{21 - 1,04\text{RO}_2 - \text{O}_2 \%}{0,64}, \quad (\text{IV.12})$$

каменного угля

$$\text{CO} = \frac{21 - 1,12\text{RO}_2 - \text{O}_2}{0,72} \% ; \quad (\text{VI.13})$$

для газообразного топлива с малым содержанием водорода и углеводородов — доменного газа

$$\text{CO} = \frac{21 - 0,86\text{CO}_2 - \text{O}_2}{0,46} \% . \quad (\text{IV.14})$$

При сгорании углерода в стехиометрическом количестве воздуха в продуктах сгорания содержится 21 %  $\text{CO}_2$ . В разбавленном воздухом продуктах сгорания углерода сумма  $\text{CO}_2$  и  $\text{O}_2$  также равна 21 %. Следовательно,  $\text{CO}_2 = (21 - \text{O}_2) \%$ .

При наличии в топливе водорода и кислорода в продуктах его сгорания содержание  $\text{CO}_2$  зависит от расхода кислорода воздуха на горение водорода. В этом случае  $\text{CO}_2 = \frac{21 - \text{O}_2}{1 + \beta}$ . Величина  $\beta$  зависит от соотношения углерода, водорода и кислорода в горючей массе топлива и является, таким образом, одной из его характеристик.

Величина  $\beta$  для важнейших видов топлива имеет следующие значения:

Антрацит . . . . .	0,04—0,05	Сланцы . . . . .	0,2—0,3
Торф . . . . .	0,07—0,08	Мазут . . . . .	0,29—0,34
Бурые угли . . . . .	0,05—0,11	Природный газ . . . . .	0,78
Каменные угли . . . . .	0,10—0,14		

Пользуясь характеристикой  $\beta$ , содержание  $\text{CO}$  в продуктах неполного сгорания, не содержащих  $\text{H}_2$  и  $\text{CH}_4$ , можно подсчитать по формуле

$$\text{CO} = \frac{21 - \text{RO}_2(1 + \beta) - \text{O}_2}{0,6 + \beta} . \quad (\text{IV.15})$$

**Продукты неполного сгорания, содержащие  $\text{CO}$ ,  $\text{H}_2$  и  $\text{CH}_4$ .** При содержании в продуктах неполного сгорания  $\text{CO}$ ,  $\text{H}_2$  и  $\text{CH}_4$  в числитель формулы для подсчета  $\text{RO}_{2\text{max}}$  входит количество  $\text{RO}_2$ , образующееся при сгорании всех горючих компонентов, т. е.  $\text{RO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4$ , а в знаменатель количество кислорода в продуктах сгорания с вычетом кислорода, расходуемого на окисление всех горючих компонентов, т. е.

$$\text{O}_2 - (0,5\text{CO} + 0,5\text{H}_2 + 2\text{CH}_4).$$

Следовательно, в общем виде [6]

$$\text{RO}_{2\text{max}} = \frac{(\text{RO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4) \cdot 100}{100 - 4,76(\text{O}_2 - 0,5\text{CO} - 0,5\text{H}_2 - 2\text{CH}_4)} \% , \quad (\text{IV.16})$$

а с учетом уменьшения объема сухих газов в результате сгорания горючих компонентов и конденсации образующегося водяного пара по более точной формуле

$$\text{RO}_{2\text{max}} = \frac{(\text{RO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4) \cdot 100}{100 - 4,76(\text{O}_2 - 0,4\text{CO} - 0,2\text{H}_2 - 1,6\text{CH}_4)} \% . \quad (\text{IV.17})$$

## КОЭФФИЦИЕНТЫ ИЗБЫТКА ВОЗДУХА И РАЗБАВЛЕНИЯ ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ

### КОЭФФИЦИЕНТ ИЗБЫТКА ВОЗДУХА

Коэффициент избытка воздуха  $\alpha$  показывает отношение поступившего в установку воздуха  $V_v$  к объему воздуха, необходимому для полного сгорания топлива в соответствии со стехиометрическими уравнениями  $V_v^0$

$$\alpha = \frac{V_v}{V_v^0} = \frac{V_v^0 + V_v^{\text{изб}}}{V_v^0}. \quad (\text{V.1})$$

Сжигание топлива с недостаточным для полного сгорания объемом воздуха ведет к потерям тепла и загрязнению воздушного бассейна окисью углерода и другими продуктами неполного сгорания. Увеличение же избытка воздуха сверх оптимального приводит к возрастанию потерь тепла с уходящими газами, может существенно снизить температуру в топке и обусловить этим неполное сгорание топлива. Поэтому большое значение имеет применение методов сжигания топлива и выбор конструкций горелок, форсунок и топок, обеспечивающих полноту сгорания топлива при минимальном избытке воздуха.

Сжигание с минимальным избытком воздуха особенно важно при работе на сернистом топливе во избежание окисления продукта сгорания серы — сернистого газа  $\text{SO}_2$  в значительно более коррозионно-активный  $\text{SO}_3$ . Поэтому для обеспечения оптимального процесса сгорания топлива необходимо контролировать избыток воздуха в топке  $\alpha_T$ .

При наличии присосов воздуха по тракту котлоагрегата или печи коэффициент избытка воздуха, обуславливающий увеличение потерь тепла с уходящими газами, может сильно возрастать. Для определения присосов воздуха по тракту и составления тепловых балансов элементов котельного агрегата или печной установки определяют коэффициенты избытка воздуха по тракту установки.

При полном сгорании топлива коэффициент избытка воздуха можно подсчитать по отношению азота ( $N_2$ ), содержащегося в сухих продуктах сгорания, к количеству азота, сопутствующего кислороду, израсходованному на горение топлива ( $N_2 - N_2^{\text{изб}}$ ). Следовательно,

$$\alpha = \frac{N_2}{N_2 - N_2^{\text{изб}}} = \frac{N_2}{N_2 - 3,76\text{O}_2}, \quad (\text{V.2})$$

где  $\text{O}_2$  — содержание избыточного кислорода в продуктах полного сгорания.

Эту формулу применяют в различных модификациях. Так, деля числитель и знаменатель на  $N_2$ , получают

$$\alpha = \frac{1}{1 - 3,76 \frac{\text{O}_2}{N_2}}, \quad (\text{V.3})$$

а умножая числитель и знаменатель на процентное содержание кислорода в воздухе, получают формулу следующий вид

$$\alpha = \frac{21}{21 - 79 \frac{\text{O}_2}{N_2}}. \quad (\text{V.4})$$

При использовании топлива в технологических печах и в особенности в установках, генерирующих защитные газы, предохраняющие металл от

окисления и обезуглероживания, процесс горения осуществляют при  $\alpha$ , значительно меньшим единицы. В этих случаях  $\alpha$  правильнее называть не коэффициентом избытка, а коэффициентом расхода воздуха.

При производстве защитных газов коэффициент расхода воздуха поддерживают примерно равным 0,5. В этих случаях для устранения потерь тепла вследствие неполноты горения осуществляют дожигание горючих компонентов, содержащихся в продуктах неполного сгорания.

Для подсчета  $\alpha$  при неполном сгорании топлива необходимо вычесть из общего содержания кислорода в сухих продуктах сгорания количество кислорода, эквивалентное его расходу на окисление горючих компонентов

$$\alpha = \frac{N_2}{N_2 - 3,76 (O_2 - 0,5CO - 0,5H_2 - 2CH_4)} \quad (V.5)$$

Приведенные выше формулы справедливы лишь при сжигании топлива с небольшим содержанием азота. При сжигании доменных, генераторных и ваграночных газов необходимо учитывать наличие в газе  $N_2$ . Тогда формулы (V.1) и (V.5) приобретают вид

$$\alpha = \frac{N_2 - \frac{N_2^{\text{газа}}}{V_{\text{с.г}}}}{N_2 - \frac{N_2^{\text{газа}}}{V_{\text{с.г}}} - 3,76O_2} \quad (V.6)$$

$$\alpha = \frac{N_2 - \frac{N_2^{\text{газа}}}{V_{\text{с.г}}}}{N_2 - \frac{N_2^{\text{газа}}}{V_{\text{с.г}}} - 3,76 (O_2 - 0,5CO - 0,5H_2 - 2CH_4)} \quad (V.7)$$

При сжигании антрацита, кокса, дров, генераторных газов и других видов топлива с  $RO_{2\text{max}}$ , близким к 21%, коэффициент избытка воздуха можно приближенно подсчитать по содержанию кислорода в продуктах полного сгорания

$$\alpha = 21 : (21 - O_2) \quad (V.8)$$

Формулы (V.1) — (V.8) применимы лишь при работе топок на воздухе, не обогащенном кислородом.

При сжигании топлива в воздухе, обогащенном кислородом, без присосов атмосферного воздуха коэффициент избытка воздуха можно подсчитать по формулам, аналогичным приведенным выше, с заменой величины 21 и 79% процентным содержанием  $O_2$  и  $N_2$  в воздухе, обогащенном кислородом.

Ниже приводится простая методика подсчета коэффициента избытка воздуха и кислорода, применимая при сжигании топлива в воздухе, в кислороде и в воздухе, обогащенном кислородом, без определения содержания кислорода в дутье.

Коэффициент избытка кислорода или воздуха при полном сгорании топлива равен

$$\alpha = (O_{2\text{изб}} + O_{2\text{необх}}) : O_{2\text{необх}} \quad (V.9)$$

При полном сгорании топлива количество кислорода, теоретически необходимое для сгорания, равно количеству кислорода, вступившего в реакцию с углеродом, серой и водородом топлива с образованием  $RO_2$  (т. е.  $CO_2 + SO_2$ ) и  $H_2O$ . Следовательно, количество кислорода, израсходованного на горение топлива, равно

$$O_{2\text{необх}} = RO_2 + 0,5H_2O \quad (V.10)$$

Подставляя в формулу (V.9) вместо  $O_{2\text{необх}}$   $RO_2 + 0,5 H_2O$ , получаем

$$\alpha = \frac{O_{2\text{изб}} + RO_2 + 0,5H_2O}{RO_2 + 0,5H_2O} \quad (V.11)$$

Для удобства подсчета  $\alpha$  по составу сухих продуктов сгорания формуле (V.11) придают следующий вид

$$\alpha = (\text{O}_2 + n\text{RO}_2) : n\text{RO}_2, \quad (\text{V.12})$$

где  $n$  — коэффициент, показывающий отношение объема кислорода, израсходованного на горение топлива с образованием  $\text{RO}_2$  и  $\text{H}_2\text{O}$ , к объему  $\text{RO}_2$  в продуктах сгорания, равный

$$n = (\text{RO}_2 + 0,5\text{H}_2\text{O}) : \text{RO}_2. \quad (\text{V.13})$$

Значения коэффициента  $n$  для различных видов топлива следующие [6, 36]:

#### Газообразное топливо

Горючие газы:		Нефтезаводской газ . . . . .	1,75
метан . . . . .	2,0	Сжиженный газ . . . . .	1,65
пропан . . . . .	1,67	Генераторный газ из:	
бутан . . . . .	1,625	подмосковного угля . . . . .	0,75
ацетилен . . . . .	1,25	газового угля . . . . .	0,75
окись углерода . . . . .	0,5	торфа . . . . .	0,73
Коксовый газ очищенный . . . . .	2,28	древесины . . . . .	0,73
Коксовый газ неочищенный . . . . .	2,20	челябинского угля . . . . .	0,70
Природный газ . . . . .	2,00	кокса . . . . .	0,65
Нефтепромысловый газ районов:		антрацита . . . . .	0,64
Небитдаг . . . . .	1,87	Доменный газ . . . . .	0,41
Азнефть . . . . .	1,86		
Грознефть . . . . .	1,82		
Ишимбаево . . . . .	1,75		

#### Жидкое топливо

Бензин . . . . .	1,52	Мазут малосернистый . . . . .	1,35
Керосин . . . . .	1,48	Бензол . . . . .	1,25
Мазут сернистый . . . . .	1,40		

#### Твердое топливо

Кокс . . . . .	1,05	уральский:	
Антрацит:		богословский . . . . .	1,16
донецкий . . . . .	1,05	челябинский . . . . .	1,11
Полуантрацит:		читинский:	
егоршинский . . . . .	1,10	тарбагатайский . . . . .	1,11
Каменный уголь:		арабогарский . . . . .	1,10
тощий:		халартинский . . . . .	1,06
донецкий . . . . .	1,13	амурский:	
кузнецкий . . . . .	1,12	кивдинский . . . . .	1,06
паровичный жирный:		райчихинский . . . . .	1,04
донецкий . . . . .	1,15	приморский:	
карагандинский . . . . .	1,15	артемовский . . . . .	1,13
киселовский . . . . .	1,18	тавричанский . . . . .	1,13
ткварчельский . . . . .	1,16	украинский:	
газовый:		александрйский . . . . .	1,16
донецкий . . . . .	1,15	узбекский:	
кузнецкий (ленинский) . . . . .	1,16	ангрениский . . . . .	1,06
уральский (буланашский) . . . . .	1,14	киргизский:	
грузинский (тквибульский) . . . . .	1,16	кизыл-кийский . . . . .	1,09
длинопламенный:		сулюктинский . . . . .	1,07
донецкий . . . . .	1,15	таджикский:	
минусинский . . . . .	1,14	шурабский . . . . .	1,05
черемховский . . . . .	1,15	Торф:	
Бурый уголь:		кусковой . . . . .	1,09
подмосковный . . . . .	1,10	фрезерный . . . . .	1,09
		Дрова . . . . .	1,03



При неполном сгорании топлива коэффициент избытка воздуха или кислорода подсчитывают по формуле

$$\alpha = \frac{O_2 - (0,5CO + 0,5H_2 + 2CH_4) + n(CO_2 + CO + CH_4)}{n(CO_2 + CO + CH_4)}. \quad (V.14)$$

#### КОЭФФИЦИЕНТ ИЗМЕНЕНИЯ ОБЪЕМА СУХИХ ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ

Отношение реального объема сухих продуктов сгорания  $V_{с.г}$  к теоретическому объему сухих газов, получаемому при полном сгорании топлива без избытка воздуха  $V_{с.г}^0$ , называется коэффициентом изменения объема сухих продуктов сгорания

$$h = V_{с.г} : V_{с.г}^0.$$

При полном сгорании топлива  $V_{с.г} = V_{с.г}^0 + V_{в}^{изб}$  и величина  $h$  определяет степень разбавления сухих продуктов сгорания избыточным воздухом

$$h = (V_{с.г}^0 + V_{в}^{изб}) : V_{с.г}^0. \quad (V.15)$$

В соответствии с балансом углерода в продуктах полного сгорания

$$V_{с.г}^0 \cdot CO_{2\max} = V_{с.г} \cdot CO_2.$$

Отсюда

$$\frac{V_{с.г}}{V_{с.г}^0} = \frac{CO_{2\max}}{CO_2}.$$

Следовательно, коэффициент разбавления сухих продуктов полного сгорания равен

$$h = CO_{2\max} : CO_2, \quad (V.16)$$

а для сернистого топлива

$$h = RO_{2\max} : RO_2. \quad (V.17)$$

Отсюда содержание избыточного воздуха в сухих продуктах полного сгорания равно  $(h - 1)$  нм<sup>3</sup> на 1 нм<sup>3</sup> сухих продуктов сгорания, не разбавленных воздухом.

Обозначив через  $B$  отношение не разбавленных воздухом сухих и влажных продуктов полного сгорания ( $V_{с.г}^0 : V_{с.г}$ ), содержание избыточного воздуха в пересчете на 1 нм<sup>3</sup> влажных продуктов полного сгорания можем записать  $(h - 1) B$  нм<sup>3</sup>.

При неполном сгорании коэффициент изменения объема сухих продуктов сгорания  $h$  подсчитывают с учетом содержания в них потенциального  $CO_2$ , т. е. суммы углеродсодержащих газов  $CO_2 + CO + CH_4$ . Следовательно, в этом случае

$$h = \frac{CO_{2\max}}{CO_2 + CO + CH_4}, \quad (V.18)$$

а для сернистого топлива

$$h = \frac{RO_{2\max}}{RO_2 + CO + CH_4}. \quad (V.19)$$

При неполном сгорании величина  $h$  может быть меньше единицы.

Коэффициент изменения объема сухих продуктов неполного сгорания обычно условно именуют коэффициентом разбавления сухих продуктов

сгорания, т. е. применяют термин, точное наименование которого справедливо лишь при наличии продуктов полного сгорания.

Если теоретический объем сухих продуктов полного сгорания топлива  $V_{с.г}^0$  мало отличается от объема воздуха, расходуемого в этих условиях, т. е. от  $V_{в}^0$ , то величины

$$h = (V_{с.г}^0 + V_{в}^{изб}) : V_{с.г} \text{ и } \alpha = (V_{в}^0 + V_{в}^{изб}) : V_{в}^0$$

также близки между собой.

Подобное положение вещей характерно для антрацита, кокса и других видов топлива с весьма высоким содержанием углерода в горючей массе и малым расходом кислорода и воздуха на горение водорода.

Величины  $h$  и  $\alpha$  близки и при сжигании дров, в состав горючей массы которых, наряду с водородом, входит кислород в количестве, почти эквивалентном стехиометрическому по отношению к водороду.

Однако при сжигании топлива, объем сухих продуктов сгорания которого в теоретических условиях  $V_{с.г}^0$  сильно отличается от объема воздуха, необходимого для сгорания топлива  $V_{в}^0$ , имеет место значительное различие между величинами  $h$  и  $\alpha$ . Например, при сжигании доменного газа с избытком воздуха величина  $h$  значительно меньше  $\alpha$ , так как вследствие высокого содержания азота в доменном газе объем сухих продуктов сгорания значительно больше объема воздуха, необходимого для сгорания газа. У генераторных газов объем сухих продуктов сгорания также превышает объем воздуха и, следовательно,  $h$  меньше  $\alpha$ .

Напротив, при сгорании топлива с высоким содержанием углеводов или молекулярного водорода (мазут, керосин, бензин, газы — сжиженный, нефтепромысловый, природный, коксовый) объем сухих продуктов сгорания меньше объема воздуха, расходуемого на горение топлива, и  $h$  больше  $\alpha$ .

Так, при сгорании 1  $\text{м}^3$  пропана с коэффициентом избытка воздуха  $\alpha$ , равным 2, по уравнению



расходуется 47,6  $\text{м}^3$  воздуха и образуется 45,6  $\text{м}^3$  сухих продуктов сгорания следующего состава:

$$\text{CO}_2 = 6,6; \text{O}_2 = 11,0; \text{N} = 82,4\%.$$

$\text{CO}_{2\text{max}}$  пропана = 13,8% и  $h = \text{CO}_{2\text{max}} : \text{CO}_2 = 13,8 : 6,6 = 2,09$ . Следовательно,  $h > \alpha$ .

#### ПОДСЧЕТ КОЭФФИЦИЕНТА ИЗБЫТКА ВОЗДУХА ПО КОЭФФИЦИЕНТУ РАЗБАВЛЕНИЯ ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ

Взаимосвязь коэффициентов избытка воздуха  $\alpha$  и разбавления сухих продуктов сгорания  $h$  можно установить, выразив объем избыточного воздуха  $V_{в}^{изб}$  через  $\alpha$  и через  $h$ .

Коэффициент избытка воздуха по формуле (V.1) равен

$$\alpha = (V_{в}^0 + V_{в}^{изб}) : V_{в}^0.$$

Отсюда

$$V_{в}^{изб} = V_{в}^0 (\alpha - 1). \quad (\text{V.20})$$

Коэффициент разбавления сухих продуктов сгорания по формуле (V.15) равен

$$h = (V_{с.г}^0 + V_{в}^{изб}) : V_{с.г}^0.$$

Следовательно,

$$V_B^{\text{изб}} = V_{\text{с.г}}^0 (h - 1). \quad (\text{V.21})$$

Из уравнений (V.20) и (V.21) следует, что

$$V_B^0 (\alpha - 1) = V_{\text{с.г}}^0 (h - 1). \quad (\text{V.22})$$

Отсюда

$$(\alpha - 1) = (h - 1) \frac{V_{\text{с.г}}^0}{V_B^0} \quad (\text{V.23})$$

и

$$\alpha = 1 + (h - 1) \frac{V_{\text{с.г}}^0}{V_B^0}. \quad (\text{V.24})$$

Обозначив через  $Y$  отношение объема сухих продуктов сгорания к объему воздуха при полном сгорании топлива ( $V_{\text{с.г}}^0 : V_B^0$ ), получаем

$$\alpha = 1 + (h - 1) Y. \quad (\text{V.25})$$

Значения величины  $Y$  для основных видов твердого, жидкого и газообразного топлива даны в табл. 21. Приводим примерный подсчет величин  $\alpha$  и  $h$ . Продукты полного сгорания природного газа содержат 10,0%  $\text{CO}_2$ .

Таблица 21

Соотношения объемов продуктов сгорания и воздуха

Топливо	Влажность топлива, % по массе	Отношение объемов влажных продуктов сгорания и воздуха	Отношение объемов сухих продуктов сгорания и воздуха
Углерод . . . . .	0	1,00	1,00
Антрацит . . . . .	5	1,03	0,99
Полуантрацит . . . . .	5	1,04	0,98
Каменный уголь тощий . . . . .	5	1,05	0,98
Каменный уголь газовый . . . . .	7	1,07	0,97
Мазут . . . . .	3	1,07	0,95
Сжиженный газ . . . . .	0	1,08	0,92
Нефтезаводской газ . . . . .	0	1,10	0,92
Природный газ . . . . .	0	1,10	0,90
Бурый уголь челябинский . . . . .	17	1,12	0,98
Сланцы эстонские . . . . .	15	1,16	0,97
Бурый уголь канско-ачинский . . . . .	32	1,17	0,98
Бурый уголь подмосковный . . . . .	33	1,20	0,98
Коксовый газ . . . . .	0	1,20	0,90
Водород . . . . .	0	1,21	0,79
Торф кусковой . . . . .	40	1,28	0,99
Водяной газ . . . . .	0	1,28	1,03
Дрова . . . . .	40	1,33	0,99
Торф фрезерный . . . . .	50	1,36	0,99
Бурый уголь александровский . . . . .	53	1,38	0,98
Доменный газ . . . . .	0	2,10	2,00

*Подсчет  $\alpha$  по «азотной» формуле*

1. По формуле (IV.5) определяем наличие в сухих продуктах сгорания кислорода при содержании в них 10%  $\text{CO}_2$ .

$$\text{O}_2 = 3,2\%$$

2. Подсчитываем содержание  $\text{N}_2$  в продуктах полного сгорания

$$\text{N}_2 = 100 - (\text{CO}_2 + \text{O}_2) = 100 - (10 + 3,2) = 86,8\%.$$

3. Подсчитываем  $\alpha$  по формуле (V.2):

$$\alpha = \frac{\text{O}_2}{\text{N}_2 - 3,76\text{O}_2} = \frac{86,8}{86,8 - 3,76 \cdot 3,2} = 1,16.$$

*Подсчет  $\alpha$  по упрощенной методике*

1. По табл. 98 определяем содержание в продуктах сгорания кислорода при наличии в них 10,0%  $\text{CO}_2$

$$\text{O}_2 = 3,2\%.$$

2. Подсчитываем  $\alpha$  по формуле (V.12)

$$\alpha = \frac{n \text{CO}_2 + \text{O}_2}{n \text{CO}_2} = \frac{2 \cdot 10 + 3,2}{2 \cdot 10} = 1,16.$$

*Подсчет  $h$*

1. По табл. 20 определяем  $\text{CO}_{2\text{max}}$  для природного газа

$$\text{CO}_{2\text{max}} = 11,8\%.$$

2. Подсчитываем  $h$  по формуле (V.16)

$$\text{CO}_{2\text{max}} : \text{CO}_2 = 11,8 : 10,0 = 1,18.$$

*Подсчет  $\alpha$  по коэффициенту разбавления  $h$*

По формуле (V.24)

$$\alpha = 1 + (h - 1) \frac{V_{\text{с.г}}^0}{V_{\text{в}}^0}.$$

Для природного газа по табл. 21

$$Y = V_{\text{с.г}}^0 : V_{\text{в}}^0 = 0,9.$$

Следовательно,

$$\alpha = 1 + (1,18 - 1) \cdot 0,9 = 1,16.$$

Если задано значение коэффициента избытка воздуха  $\alpha$ , то коэффициент разбавления сухих продуктов сгорания  $h$  можно подсчитать по формуле

$$h = 1 - (\alpha - 1) \frac{1}{Y}. \quad (\text{V.26})$$

## ВЛАЖНЫЕ ПРОДУКТЫ СГОРАНИЯ ТОПЛИВА

Суммарный объем влажных продуктов сгорания отличается от объема сухих газов наличием водяного пара, образующегося в результате сгорания водорода и испарения влаги топлива. Дополнительно к этому, наличие влаги в продуктах сгорания несколько возрастает за счет влажности воздуха, а в некоторых случаях вследствие испарения влаги, содержащейся в нагреваемой шихте или высушиваемом материале.

Для теплотехнических расчетов существенное значение имеет соотношение объемов сухих  $V_{с.г}^0$  и влажных  $V_{\Sigma}^0$  продуктов сгорания в стехиометрических условиях, обозначенное  $B$ .

$$B = V_{с.г.}^0 : V_{\Sigma}^0. \quad (VI.1)$$

При сжигании углерода  $B = 1$ ; чем больше содержание в топливе «свободного водорода» ( $H - 0/8$ ) и влаги, тем меньше величина  $B$ .

По объему сухих газов, подсчитанному по формулам (III.35) и (III.38), и величине  $B$  можно определить объем влажных продуктов сгорания:

$$V_{\Sigma}^0 = V_{с.г.}^0 : B \text{ нм}^3. \quad (VI.2)$$

По аналогии с  $RO_{2\max}$  для сухих продуктов сгорания подсчитывают величины  $H_2O_{\max}$ , т. е. максимальное содержание водяного пара во влажных продуктах сгорания [37]

$$H_2O_{\max} = \frac{V_{H_2O} \cdot 100}{V_{H_2O} + V_{RO_2} + V_{N_2}} \% \quad (VI.3)$$

и  $H_2O'_{\max}$  — максимальное содержание водяного пара во влажных продуктах сгорания в пересчете по отношению к стехиометрическому объему сухих продуктов сгорания

$$H_2O'_{\max} = \frac{V_{H_2O} \cdot 100}{V_{RO_2} + V_{N_2}} \text{ или } H_2O'_{\max} = H_2O_{\max} : B. \quad (VI.4)$$

Состав влажных продуктов полного сгорания при  $\alpha = 1$ . Содержание влаги в различных видах топлива, состав влажных продуктов при полном сгорании при  $\alpha = 1$  и некоторые другие данные приведены в табл. 22 и 23.

Рис. 4. Зависимость коэффициента  $B$  от влажности торфа  $W^{\circ}\%$

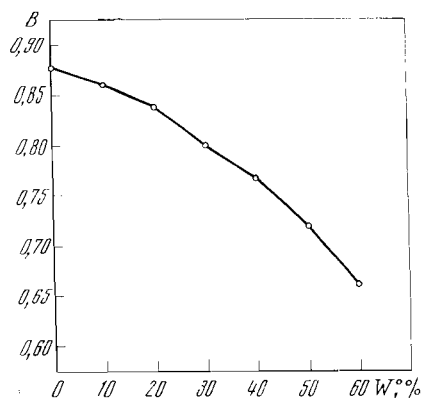


Таблица 22

Состав влажных продуктов сгорания (в %) и значение величины  $H_2O'_{\max}$  основных компонентов газообразного топлива [37]

Компонент	$H_2O$	$CO_2$	$N_2$	Отношение объемов сухих и влажных продуктов сгорания $B$	$H_2O'_{\max}, \%$
Водород . . . . .	34,8	—	65,2	0,65	53,5
Метан . . . . .	19,0	9,5	71,5	0,81	23,5
Этан . . . . .	16,5	11,0	72,5	0,83	19,7
Пропан . . . . .	15,5	11,6	72,9	0,85	18,4
Бутан . . . . .	15,0	12,0	73,0	0,85	17,7
Пентан . . . . .	14,6	12,3	73,1	0,85	17,1
Этилен	13,0	13,0	74,0	0,87	14,9
Пропилен					
Бутилен					

Таблица 23

Состав влажных продуктов сгорания (при  $\alpha = 1$ ) и значения величины  $H_2O'_{\max}$  и  $B$  твердого и жидкого топлива

Топливо	Содержание влаги в топливе, % по массе	Состав продуктов сгорания, % по объему			Отношение объемов сухих и влажных продуктов сгорания $B$	Максимальное содержание влаги в продуктах сгорания, %	Отношение объемов $H_2O : RO_2$
		$H_2O$	$RO_2$	$N_2$			
Углерод . . . . .	0	0	21	79	1	0	0
Антрацит . . . . .	5	5	19	76	0,95	5	0,25
Полуантрацит . . . . .	5	6	18	76	0,94	7	0,33
Каменный уголь:							
тощий . . . . .	5	7	18	75	0,93	8	0,39
газовый . . . . .	7	9	17	74	0,91	10	0,53
Бурый уголь:							
челябинский . . . . .	17	13	17	70	0,87	15	0,76
канско-ачинский . . . . .	32	16	16	68	0,84	19	1,0
подмосковный . . . . .	33	19	16	65	0,81	23	1,20
александринский . . . . .	53	30	13	57	0,70	43	3,0
Сланцы эстонские . . . . .	15	17	16	67	0,83	21	1,05
Торф:							
кусковой . . . . .	40	23	15	62	0,77	30	1,53
фрезерный . . . . .	50	28	14	58	0,72	39	2,0
Дрова . . . . .	40	25	15	60	0,75	33	1,66
Мазут сернистый . . . . .	3	12	14	74	0,88	14	0,85

Содержание водяного пара  $H_2O'$  в продуктах сгорания, разбавленных воздухом, можно подсчитать по отношению к объему сухих газов  $V_{c.r}^0$  по формуле

$$H_2O' = H_2O'_{\max} \cdot h, \quad (VI.5)$$

где  $h$  — коэффициент разбавления сухих продуктов сгорания

$$h = \frac{V_{c.r}}{V_{c.r}^0} = \frac{RO_2 \max}{RO_2 + CO + CH_4}.$$

Содержание водяного пара в продуктах сгорания можно определить при помощи простого прибора. Продукты сгорания для определения содержания в них  $H_2O$  отбирают эксгаустером через газозаборную трубку и пропускают через водяные холодильники, соединенные с приемниками образующегося конденсата. Конденсат взвешивают, а количество пропущенных через холодильники продуктов сгорания замеряют газовым счетчиком.

Количество водяного пара по отношению к сухим газам, пропущенным через холодильники, в процентах по объему подсчитывают по формуле

$$H_2O = \frac{22,4 \cdot k \cdot 100}{18 V_{c, r}} = \frac{124k}{V_{c, r}} \% , \quad (VI.6)$$

где  $V_{c, r}$  — приведенный к нормальным условиям объем сухих газов, пропущенных через установку, л;

$k$  — вес сконденсировавшегося пара, г (суммарный).

Объем водяного пара  $V_{H_2O}$ , поступивший в продукты сгорания, примененные в качестве теплоносителя, из нагреваемой шихты или высушиваемого материала, можно подсчитать по формуле

$$V_{H_2O} = V_{H_2O}^{\Sigma} - V_{H_2O}^{\text{топл}} \% , \quad (VI.7)$$

где  $V_{H_2O}^{\Sigma}$  — замеренное суммарное количество водяного пара, процент к объему сухих продуктов сгорания;

$V_{H_2O}^{\text{топл}}$  — количество водяного пара, образующееся при сжигании топлива, процент к объему сухих продуктов сгорания.

## Глава VII

### ТЕПЛОЕМКОСТЬ ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ И ТОПЛИВА

#### ТЕПЛОЕМКОСТЬ МОЛЬНАЯ, МАССОВАЯ И ОБЪЕМНАЯ

Теплоемкостью называется количество тепла, необходимое для изменения температуры единицы массы вещества на  $1^\circ$ . За единицу массы вещества в технических расчетах принимают моль (килограмм-молекулу), килограмм и нормальный кубометр (для газов). В соответствии с этим применяют теплоемкость мольную, массовую и объемную. Массовая теплоемкость  $c$  равна мольной  $\mu c$ , деленной на молекулярный вес данного вещества  $M$ . Объемная теплоемкость  $C$  газа равна мольной теплоемкости, деленной на объем 1 моля идеального газа в нормальных кубометрах [38], т. е. на 22,41. Следовательно, мольная, массовая и объемная теплоемкости газов связаны уравнением

$$\mu c = cM = C \cdot 22,41.$$

Отсюда объемная теплоемкость газообразных продуктов сгорания топлива

$$C = \frac{cM}{22,41}.$$

Теплоемкость газа зависит от того, в каких условиях осуществляется его нагревание (или охлаждение) — при постоянном давлении или при постоянном объеме. При нагревании газа при постоянном давлении затрачивается энергия на расширение газа. Вследствие этого теплоемкость при постоянном давлении больше теплоемкости при постоянном объеме.

При подсчетах эффективности использования топлива в печах и котлах обычно применяют значения теплоемкости при постоянном давлении. Средняя теплоемкость — количество тепла, необходимое для изменения температуры единицы массы (или объема) вещества на  $1^\circ$  в заданном температурном интервале, т. е. от  $t_1$  до  $t_2$ .

Теплоемкость возрастает с повышением температуры, поэтому при нагреве воздуха или топлива от температуры  $t_1$  до температуры  $t_2$  истинная теплоемкость при температуре  $t_2$  больше истинной теплоемкости при температуре  $t_1$ , а средняя теплоемкость от  $t_1$  до  $t_2$  больше истинной теплоемкости при температуре  $t_1$ , но меньше истинной теплоемкости при температуре  $t_2$ . При охлаждении продуктов сгорания от температуры  $t_1$  до температуры  $t_2$  средняя теплоемкость в интервале температур от  $t_1$  до  $t_2$  меньше истинной теплоемкости при начальной температуре  $t_1$  и больше истинной теплоемкости при конечной температуре  $t_2$ . При определении эффективности использования топлива и подсчетах располагаемого тепла продуктов сгорания обычно применяют средние теплоемкости.

### ТЕПЛОЕМКОСТЬ ПРОДУКТОВ ПОЛНОГО СГОРАНИЯ В СТЕХИОМЕТРИЧЕСКОМ ОБЪЕМЕ ВОЗДУХА

При сгорании углерода топлива в воздухе по уравнению  $21C + 21O_2 + 79N_2 = 21CO_2 + 79N_2$  на каждый объем  $CO_2$  в продуктах сгорания приходится  $79 : 21 = 3,76$  объема  $N_2$ .

При сгорании антрацита, тощих каменных углей и других видов топлива с высоким содержанием углерода образуются продукты сгорания, близкие по составу к продуктам сгорания углерода.

При сгорании водорода по уравнению



на каждый объем  $H_2O$  приходится  $79 : 42 = 1,88$  объема азота.

В продуктах сгорания природного, сжиженного и коксового газов, жидкого топлива, дров, торфа, бурого угля, длиннопламенного и газового каменного угля и других видов топлива со значительным содержанием водорода в горючей массе образуется большое количество водяного пара, иногда превышающее объем  $CO_2$ . Наличие влаги в топливе, естественно, повышает содержание водяного пара в продуктах сгорания.

Состав продуктов полного сгорания основных видов топлива в стехиометрическом объеме воздуха приведен в табл. 22 и 23. Из данных этих таблиц видно, что в продуктах сгорания всех видов топлива содержание  $N_2$  значительно превышает суммарное содержание  $RO_2 + H_2O$ , а в продуктах сгорания углерода оно составляет 79%.

В продуктах сгорания водорода содержится 65% азота, в продуктах сгорания природного и сжиженного газов, бензина, мазута и других видов углеводородного топлива его содержание составляет 70—74%.

Среднюю теплоемкость продуктов полного сгорания, не содержащих кислорода, можно подсчитать по формуле

$$C_\Sigma^0 = 0,01 (C_{CO_2} \cdot CO_2 + C_{SO_2} \cdot SO_2 + C_{H_2O} \cdot H_2O + C_{N_2} \cdot N_2) \text{ ккал/м}^3 \cdot ^\circ\text{C}, \quad (\text{VII.1})$$

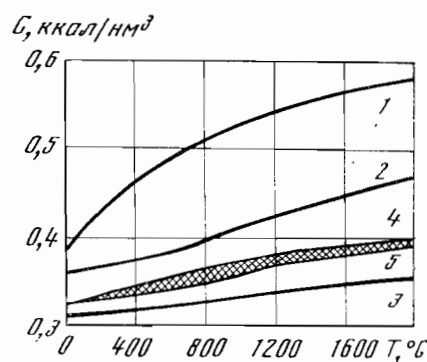
где  $C_{CO_2}$ ,  $C_{SO_2}$ ,  $C_{H_2O}$ ,  $C_{N_2}$  — объемные теплоемкости двуокиси углерода, сернистого газа, водяного пара и азота, а  $CO_2$ ,  $SO_2$ ,  $H_2O$  и  $N_2$  — содержание соответствующих компонентов в продуктах сгорания в процентах по объему.

Содержание кислотных окислов  $CO_2$  и  $SO_2$  при анализе продуктов сгорания обычно определяют совместно путем поглощения раствором КОН.

Поскольку содержание  $CO_2$  в десятки раз превышает содержание  $SO_2$ , а объемные теплоемкости их мало различаются, при подсчете теплоемкости



Рис. 5. Объемная теплоемкость:  
 $C$  (ккал/нм<sup>3</sup>·°C):  
 1 — CO<sub>2</sub>;  
 2 — H<sub>2</sub>O;  
 3 — N<sub>2</sub>;  
 4 — продуктов горения углерода в теоретически необходимом объеме воздуха: CO<sub>2</sub> + 3,76 N<sub>2</sub>;  
 5 — продуктов горения водорода в теоретически необходимом объеме воздуха: H<sub>2</sub>O + 1,88 N<sub>2</sub>



продуктов сгорания обычно исходят из содержания в них RO<sub>2</sub>, т. е. суммы CO<sub>2</sub> и SO<sub>2</sub>, принимая теплоемкость RO<sub>2</sub> равной теплоемкости CO<sub>2</sub>.

В соответствии с этим формула (VII.1) приобретает следующий вид:

$$C_{\Sigma}^0 = 0,01 (C_{\text{CO}_2} \cdot \text{RO}_2 + C_{\text{H}_2\text{O}} \cdot \text{H}_2\text{O} + C_{\text{N}_2} \cdot \text{N}_2) \text{ ккал/нм}^3 \cdot ^\circ\text{C}. \quad (\text{VII.2})$$

Средняя объемная теплоемкость CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O и N<sub>2</sub> в интервале температур от 0 до 2500° С приведена в табл. 24. Кривые, характеризующие изменение средней объемной теплоемкости этих газов с повышением температуры, показаны на рис. 5.

Таблица 24

Средняя объемная теплоемкость газов от 0 до  $t^\circ$  (в ккал/нм<sup>3</sup> °С)

$t, ^\circ\text{C}$	CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> O	N <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	Воздух	CO	H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>
0	0,3821	0,3569	0,3092	0,3119	0,3098	0,3103	0,3049	0,3702	0,5278	0,4363
100	0,4061	0,3595	0,3095	0,3147	0,3106	0,3109	0,3083	0,3922	0,5959	0,4925
200	0,4269	0,3636	0,3104	0,3189	0,3122	0,3122	0,3098	0,4201	0,6627	0,5452
300	0,4449	0,3684	0,3121	0,3239	0,3146	0,3145	0,3103	0,4505	0,7271	0,5960
400	0,4609	0,3739	0,3144	0,3290	0,3174	0,3174	0,3110	0,4814	0,7902	0,6415
500	0,4750	0,3797	0,3171	0,3339	0,3207	0,3207	0,3117	0,5112	0,8485	0,6839
600	0,4875	0,3857	0,3201	0,3384	0,3240	0,3242	0,3124	0,5400	0,9023	0,7227
700	0,4988	0,3920	0,3233	0,3426	0,3274	0,3277	0,3134	0,5677	0,9521	0,7571
800	0,5090	0,3984	0,3265	0,3463	0,3306	0,3311	0,3145	0,5957	0,9986	0,7901
900	0,5181	0,4050	0,3295	0,3498	0,3338	0,3343	0,3159	0,6216	1,0418	0,8196
1000	0,5263	0,4115	0,3324	0,3529	0,3367	0,3374	0,3174	0,6447	1,0818	0,8472
1100	0,5338	0,4180	0,3352	0,3557	0,3395	0,3403	0,3191	0,6655	1,1187	0,8731
1200	0,5407	0,4244	0,3378	0,3584	0,3422	0,3430	0,3208	0,6838	1,1525	0,8968
1300	0,5469	0,4306	0,3404	0,3608	0,3447	0,3455	0,3227			
1400	0,5526	0,4366	0,3427	0,3631	0,3470	0,3479	0,3246			
1500	0,5578	0,4425	0,3449	0,3653	0,3492	0,3501	0,3266			
1600	0,5626	0,4481	0,3470	0,3673	0,3513	0,3522	0,3285			
1700	0,5671	0,4537	0,3490	0,3693	0,3532	0,3541	0,3304			
1800	0,5712	0,4589	0,3508	0,3712	0,3551	0,3559	0,3324			
1900	0,5750	0,4639	0,3525	0,3730	0,3568	0,3576	0,3343			
2000	0,5785	0,4688	0,3541	0,3748	0,3585	0,3592	0,3362			
2100	0,5818	0,4735	0,3557	0,3764	0,3600	0,3607	0,3378			
2200	0,5848	0,4779	0,3571	0,3781	0,3615	0,3621	0,3398			
2300	0,5876	0,4822	0,3585	0,3797	0,3629	0,3634	0,3416			
2400	0,5902	0,4864	0,3598	0,3813	0,3643	0,3647	0,3433			
2500	0,5926	0,4903	0,3610	0,3828	0,3655	0,3659	0,3451			

Из приведенных в табл. 24 данных и кривых, изображенных на рис. 5, видно следующее.

1. Объемная теплоемкость  $\text{CO}_2$  значительно превосходит теплоемкость  $\text{H}_2\text{O}$ , а теплоемкость  $\text{H}_2\text{O}$  в свою очередь превышает теплоемкость  $\text{N}_2$  во всем интервале температуры от 0 до  $2000^\circ\text{C}$ .

2. Теплоемкость  $\text{CO}_2$  возрастает с увеличением температуры быстрее, чем теплоемкость  $\text{H}_2\text{O}$ , а теплоемкость  $\text{H}_2\text{O}$  быстрее, чем теплоемкость  $\text{N}_2$ . Однако, несмотря на это, средневзвешенные объемные теплоемкости продуктов сгорания углерода и водорода в стехиометрическом объеме воздуха мало отличаются друг от друга [6].

Указанное положение, несколько неожиданное на первый взгляд, обусловлено тем, что в продуктах полного сгорания углерода в воздухе на каждый кубический метр  $\text{CO}_2$ , обладающий наиболее высокой объемной теплоемкостью, приходится  $3,76 \text{ м}^3 \text{ N}_2$  с минимальной объемной теплоемкостью, а в продуктах сгорания водорода на каждый кубический метр водяного пара, обладающего объемной теплоемкостью, меньшей по сравнению с  $\text{CO}_2$ , но большей по сравнению с  $\text{N}_2$ , приходится вдвое меньшее количество азота ( $1,88 \text{ м}^3$ ).

В результате этого средние объемные теплоемкости продуктов сгорания углерода и водорода в воздухе выравниваются, как это видно из данных табл. 25 и сопоставления кривых 4 и 5 на рис. 5. Различие в средневзвешенных теплоемкостях продуктов сгорания углерода и водорода в воздухе не превышает 2%. Естественно, что теплоемкости продуктов сгорания топлива, состоящего в основном из углерода и водорода, в стехиометрическом объеме воздуха лежат в узкой области между кривыми 4 и 5 (заштриховано на рис. 5).

Таблица 25

Средние объемные теплоемкости продуктов сгорания углерода и водорода в теоретически необходимом количестве воздуха (в  $\text{ккал/м}^3 \text{ } ^\circ\text{C}$ )

$t, ^\circ\text{C}$	Теплоемкость		Среднее значение теплоемкости продуктов сгорания углерода и водорода	Отклонения теплоемкости продуктов сгорания углерода и водорода от среднего значения теплоемкости	Процент отклонения $\frac{\Delta C \cdot 100}{C_{\text{ср}}}$
	продуктов сгорания углерода	продуктов сгорания водорода			
0	0,325	0,326	0,325	0,001	0,3
100	0,330	0,327	0,328	0,002	0,7
200	0,335	0,329	0,332	0,003	1,0
300	0,340	0,332	0,336	0,004	1,2
400	0,345	0,335	0,340	0,005	1,5
500	0,350	0,339	0,345	0,006	1,7
600	0,355	0,343	0,349	0,006	1,7
700	0,360	0,347	0,353	0,006	1,7
800	0,364	0,351	0,357	0,007	2,0
900	0,368	0,355	0,361	0,007	2,0
1000	0,373	0,360	0,366	0,007	2,0
1100	0,377	0,364	0,370	0,007	2,0
1200	0,380	0,368	0,374	0,006	1,7
1300	0,383	0,372	0,377	0,006	1,7
1400	0,387	0,376	0,381	0,006	1,6
1500	0,390	0,379	0,385	0,006	1,6
1600	0,393	0,382	0,388	0,005	1,3
1700	0,395	0,385	0,390	0,005	1,3
1800	0,397	0,388	0,392	0,004	1,0
1900	0,399	0,391	0,395	0,004	1,0
2000	0,401	0,394	0,398	0,004	1,0

Продукты полного сгорания различных видов топлива в стехиометрическом объеме воздуха в интервале температуры от 0 до 2100° имеют следующую теплоемкость (в  $\text{ккал/лм}^3 \text{ } ^\circ\text{C}$ ):

Водород . . . . .	0,396	Природный газ . . . . .	0,400	Керосин . . . . .	0,401
Метан . . . . .	0,400	Нефтепромысловый газ . . . . .	0,400	Мазут . . . . .	0,401
Этан . . . . .	0,400	Нефтезаводской газ . . . . .	0,400	Кокс . . . . .	0,403
Пропан . . . . .	0,400	Сжиженный газ . . . . .	0,400	Каменные угли . . . . .	0,405
Бутан . . . . .	0,400	Коксовый газ . . . . .	0,401	Антрацит . . . . .	0,405
Пентан . . . . .	0,400	Бензин . . . . .	0,401	Углерод . . . . .	0,403

Колебания в теплоемкости у продуктов сгорания различных видов топлива сравнительно невелики. У твердого топлива с высоким содержанием влаги (дрова, торф, бурые угли и т. д.) теплоемкость продуктов сгорания в том же температурном интервале выше, чем у топлива с малым содержанием влаги (антрацита, каменных углей, мазута, природного газа и т. д.). Это объясняется тем обстоятельством, что при сгорании топлива с высоким содержанием влаги в продуктах сгорания повышается содержание водяного пара, обладающего более высокой теплоемкостью по сравнению с двухатомным газом — азотом.

Т а б л и ц а 26

Значения средних теплоемкостей не разбавленных воздухом продуктов сгорания топлива и воздуха в интервале температур от 0 до  $t^\circ$  [6],  $\text{ккал/лм}^3 \text{ } ^\circ\text{C}$

$t, ^\circ\text{C}$	Теплоемкость продуктов сгорания		Теплоемкость воздуха	Теплоемкость доменного газа
	природных, нефтяных, коксовых газов, жидкого топлива, каменных углей, антрацита	дров, торфа, бурых углей, генераторного и доменного газов		
0—200	0,33	0,34	0,31	0,32
200—400	0,34	0,35	0,31	0,33
400—700	0,35	0,36	0,32	0,34
700—1000	0,36	0,37	0,33	0,35
1000—1200	0,37	0,38	0,34	0,36
1200—1500	0,38	0,39	0,35	
1500—1800	0,39	0,40	0,35	
1800—2100	0,40	0,41	0,36	

В табл. 26 приведены средние объемные теплоемкости продуктов полного сгорания, не разбавленных воздухом, для различных интервалов температуры.

Увеличение содержания влаги в топливе повышает теплоемкость продуктов сгорания вследствие увеличения содержания в них водяного пара в том же температурном интервале по сравнению с теплоемкостью продуктов сгорания топлива с меньшим содержанием влаги и одновременно с этим понижает температуру горения топлива вследствие увеличения объема продуктов сгорания за счет водяного пара.

Повышение содержания влаги в топливе увеличивает объемную теплоемкость продуктов сгорания в заданном температурном интервале и вместе с тем понижает температурный интервал от 0 до  $t_{\max}$  вследствие снижения величины  $t_{\max}$ . Поскольку теплоемкость газов уменьшается с понижением температуры, теплоемкость продуктов сгорания топлива с различной влажностью в интервале температуры от нуля до  $t_{\max}$  для данного топлива претерпевает незначительные колебания (табл. 27).

Таблица 27

Теплоемкость продуктов горения от 0 до  $t_{\max}$  различных видов твердого топлива с содержанием от 0 до 40% влаги, в стехиометрическом объеме воздуха [6]

Топливо	Содержание влаги, %	Содержание золы, %	Низшая теплота сгорания, ккал/кг	Жаро-проявительность, $t_{\max}$ , °C	Теплоемкость продуктов горения от 0 до $t_{\max}$ , ккал/м <sup>3</sup> °C
<i>Антрацит</i>					
Донецкий:					
АС . . . . .	6	13,2	6400	2150	0,406
АРШ . . . . .	8	20,0	5660	2137	0,405
<i>Полуантрацит</i>					
Егоршинский АР . . . . .	5,5	20,8	5920	2120	0,404
<i>Кокс</i>					
Горючая масса . . . . .	0	0	7700	2160	0,405
Рабочее топливо . . . . .	15	11	5610	2060	0,405
<i>Каменный уголь</i>					
Донецкий:					
топчий Т, горючая масса . . . .	0	0	8260	2145	0,405
топчий Т, рабочее топливо . . .	6	17	6320	2113	0,405
паровичный жирный ПЖ . . . .	6	18,8	5980	2118	0,405
газовый Г . . . . .	8	14,7	5000	2077	0,405
длиннопламенный Д . . . . .	12	19,8	4900	2052	0,405
промпродукт ПП . . . . .	7	41,8	3850	2024	0,405
Кузнецкий:					
анжеро-судженский паровичный спекающийся ПС . . . . .	6	12,2	6790	2117	0,405
левинский газовый Г . . . . .	8,5	10,1	6390	2080	0,405
прокопьевский слабоспекающийся СС . . . . .	8,5	11,0	6480	2094	0,405
Карагандинский:					
паровичный жирный и паровичный спекающийся ПЖ/ПС . .	8	26,0	5230	2096	0,405
Кизеловский паровичный жирный ПЖ . . . . .	9	30,0	4690	2026	0,405
Воркутский паровичный жирный ПЖ . . . . .	10	20,7	5530	2078	0,405
Ткварчельский (Груз. ССР)					
паровичный жирный ПЖ . . . .	6	32,9	4630	2054	0,405
промпродукт ПП . . . . .	10	36,0	3990	2021	0,404
Тквибульский (Груз. ССР)					
газовый Г . . . . .	12	26,4	4470	2020	0,405
Кок-Янгакский (Киргизская ССР)					
газовый Г . . . . .	14	21,5	4540	2020	0,406
<i>Бурый уголь</i>					
Челябинский . . . . .	19	24,3	3700	1950	0,405
Богословский . . . . .	28	25	2710	1790	0,405
Подмосковный . . . . .	33	27	2300	1700	0,404
<i>Торф</i>					
Кусковой . . . . .	40	6,6	2560	1630	0,404
Фрезерный . . . . .	50	5,5	2030	1480	0,402
<i>Дрова</i>					
	40	0,6	2440	1610	0,405

В соответствии с этим можно принять теплоемкость продуктов сгорания всех видов твердого топлива от 0 до  $t_{\max}$ , равной 0,405 жидкого топлива, — 0,401, природного, доменного и генераторного газов — 0,400  $\text{ккал/н.м}^3\text{С.}$

Указанное положение позволяет значительно упростить определение калориметрической и расчетной температуры горения (по методике, изложенной в гл. IX). Допускаемая при этом погрешность обычно не превышает 1%, или  $20^\circ$ .

Из рассмотрения кривых 4 и 5 на рис. 5 видно, что отношения теплоемкостей продуктов полного сгорания углерода в стехиометрическом объеме воздуха в интервале температур от 0 до  $t$ , например от 0 до  $200^\circ$  и от 0 до  $2100^\circ$ , практически равны отношению теплоемкостей продуктов сгорания водорода в тех же температурных интервалах. Указанное отношение теплоемкостей  $C'$  остается практически постоянным и для продуктов полного сгорания различных видов топлива в стехиометрическом объеме воздуха.

Таблица 28

Отношения теплоемкостей продуктов сгорания  $C'$  и воздуха  $K$  в температурном интервале от 0 до  $t$  к теплоемкости продуктов сгорания от 0 до  $t_{\max}$

Температура продуктов сгорания	Топливо с высокой <sup>1</sup> жаропродук- тительностью $\geq 2000^\circ$		Топливо с низкой <sup>2</sup> жаро- производительностью	
	$C'$	$K$	$C'$	$K$
100	0,82	0,77	0,83	0,79
200	0,83	0,78	0,84	0,79
300	0,84	0,79	0,86	0,80
400	0,86	0,80	0,87	0,81
500	0,87	0,81	0,88	0,82
600	0,88	0,82	0,90	0,83
700	0,89	0,83	0,91	0,84
800	0,90	0,83	0,92	0,85
900	0,91	0,84	0,93	0,86
1000	0,92	0,85	0,94	0,87
1100	0,93	0,86	0,95	0,87
1200	0,94	0,86	0,96	0,88
1300	0,95	0,87	0,97	0,88
1400	0,96	0,88	0,98	0,89
1500	0,97	0,89	—	—
1600	0,975	0,89	—	—
1700	0,980	0,89	—	—
1800	0,985	0,90	—	—
1900	0,990	0,90	—	—
2000	0,995	0,90	—	—
2100	1,000	—	—	—

<sup>1</sup> Природные, нефтяные и коксовые газы, жидкое топливо, антрацит, каменные угли и другие виды топлива с высокой жаропродуктивностью.

<sup>2</sup> Бурые угли, генераторные и доменные газы и другие виды топлива с низкой жаропродуктивностью.

В табл. 28 приведены отношения теплоемкостей продуктов полного сгорания топлива с малым содержанием балласта, переходящего в газообразные продукты сгорания (антрацит, кокс, каменные угли, жидкое топливо, природные, нефтяные, коксовые газы и т. д.) в интервале температур от 0 до  $t$  и в интервале температур от 0 до  $2100^\circ$ . Поскольку жаропродуктивность этих видов топлива близка к  $2100^\circ$ , указанное соотношение теплоемкостей  $C'$  равно отношению теплоемкостей в интервале температур от 0 до  $t$  и от 0 до  $t_{\max}$ .

В табл. 28 приведены также значения величины  $C'$ , подсчитанные для продуктов сгорания топлива с высоким содержанием балласта, переходящего при сжигании топлива в газообразные продукты сгорания, т. е. влаги в твердом топливе, азота и двуокиси углерода в газообразном. Жаропроизводительность указанных видов топлива (дрова, торф, бурые угли, смешанный генераторный, воздушный и доменный газы) принята равной 1600—1700°.

Сопоставление значений  $C'$  и  $K$ , приведенных в табл. 28, показывает малое различие указанных величин для продуктов сгорания топлива, резко отличающихся по содержанию балласта, переходящего в газообразные продукты сгорания, и по температуре горения (жаропроизводительности). Естественно, что для топлива с малым различием в содержании балласта и температуры горения значения величины  $C'$  испытывают еще меньшие колебания.

### ТЕПЛОЕМКОСТЬ РЕАЛЬНЫХ ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ

При сжигании топлива образующиеся продукты сгорания отличаются по составу от подсчитанного по стехиометрическим уравнениям вследствие содержания избыточного воздуха, а при неполноте сгорания также горючих компонентов —  $\text{CO}$ ,  $\text{H}_2$  и  $\text{CH}_4$ . В соответствии с этим среднюю теплоемкость продуктов сгорания подсчитывают по формуле, аналогичной формуле (VII.2), но отличающейся от нее более широким компонентным составом:

$$C_{\Sigma} = 0,01 (C_{\text{CO}_2} \cdot \text{RO}_2 + C_{\text{H}_2\text{O}} \cdot \text{H}_2\text{O} + C_{\text{N}_2} \cdot \text{N}_2 + C_{\text{O}_2} \cdot \text{O}_2 + C_{\text{CO}} \cdot \text{CO} + C_{\text{H}_2} \cdot \text{H}_2 + C_{\text{CH}_4} \cdot \text{CH}_4) \text{ ккал/м}^3 \cdot ^\circ\text{C}. \quad (\text{VII.3})$$

Значения теплоемкости  $\text{O}_2$ ,  $\text{CO}$ ,  $\text{H}_2$ ,  $\text{CH}_4$ , а также воздуха приведены в табл. 24.

Поскольку объемные теплоемкости  $\text{O}_2$ ,  $\text{CO}$  и  $\text{H}_2$  близки к теплоемкости  $\text{N}_2$ , при выполнении подсчетов, не претендующих на особую точность, можно суммировать объемы двухатомных газов в продуктах сгорания, приравнявая их теплоемкость к теплоемкости основного компонента —  $\text{N}_2$ .

При незначительном содержании в продуктах сгорания  $\text{CH}_4$  и соотношении  $\text{CH}_4 : \text{RO}_2$  порядка 0,01—0,05 можно суммировать объемы  $\text{RO}_2$  и  $\text{CH}_4$ .

В этих условиях подсчет ведут по формуле

$$C_{\Sigma} = 0,01 [C_{\text{CO}_2} (\text{RO}_2 + \text{CH}_4) + C_{\text{H}_2\text{O}} \cdot \text{H}_2\text{O} + C_{\text{N}_2} (\text{N}_2 + \text{O}_2 + \text{CO} + \text{H}_2)] \text{ ккал/м}^3 \cdot ^\circ\text{C}. \quad (\text{VII.4})$$

Для определения эффективности использования топлива существенное значение имеет отношение объемной теплоемкости продуктов сгорания, разбавленных воздухом,  $C_{\Sigma}$  в интервале температур от 0 до  $t^\circ \text{C}$  к объемной теплоемкости продуктов сгорания стехиометрического состава  $C_{\Sigma}^0$  в интервале температур от 0 до  $t_{\text{max}}$ . При определении этого соотношения, помимо рассмотренного выше коэффициента  $C'$ , дополнительно применяют также коэффициент  $K$ , характеризующий отношение объемной теплоемкости воздуха в интервале температур от 0 до  $t^\circ \text{C}$  и теплоемкости продуктов сгорания стехиометрического состава в интервале температур от 0 до  $t_{\text{max}}$ .

Пользуясь приведенными в табл. 28 значениями  $C'$  и  $K$ , можно подсчитать располагаемое тепло продуктов сгорания, потери тепла с уходящими газами и выполнить ряд других теплотехнических расчетов, не прибегая к определению состава топлива, подсчету объема продуктов сгорания и вычислению средневзвешенной их теплоемкости. Методика указанных подсчетов излагается в гл. X.

## ТЕПЛОЕМКОСТЬ ТОПЛИВА

Теплоемкость твердого топлива  $C_T$  определяют по формуле

$$C_T = 0,01W^p + 0,01C_T^c \cdot (100 - W^p),$$

где  $C_T^c$  — теплоемкость сухой массы твердого топлива,  $\text{ккал/кг } ^\circ\text{C}$ ;

$W^p$  — содержание влаги в рабочем топливе, %.

Сухая масса некоторых видов твердого топлива имеет следующие значения теплоемкости без учета ее изменения с температурой (в  $\text{ккал/кг } ^\circ\text{C}$ ):

Бурый уголь и торф . . . . .	0,27
Каменный уголь . . . . .	0,26
Антрацит и тощий каменный уголь . . . . .	0,22
Слапек . . . . .	0,21

Теплоемкость золы твердого топлива имеет следующие усредненные значения ( $\text{ккал/кг } ^\circ\text{C}$ ):

При $t = 100^\circ$ . . . 0,193	При $t = 800^\circ$ . . . 0,229	При $t = 1500^\circ$ . . . 0,28
200° . . . 0,202	900° . . . 0,232	1600° . . . 0,28
300° . . . 0,210	1000° . . . 0,235	1700° . . . 0,29
400° . . . 0,215	1100° . . . 0,238	1800° . . . 0,29
500° . . . 0,219	1200° . . . 0,24	1900° . . . 0,30
600° . . . 0,223	1300° . . . 0,25	2000° . . . 0,30
700° . . . 0,226	1400° . . . 0,27	

Примечание. Значения теплоемкости золы при высоких температурах приведены с учетом теплоты перехода из твердого в жидкое состояние [39].

Среднюю теплоемкость мазута от 0 до  $t^\circ$  можно подсчитать по формуле

$$C_T = 0,415 + 0,006t \text{ ккал/кг } ^\circ\text{C}. \quad (\text{VII.5})$$

При подсчете расхода тепла на нагрев мазута в котельных установках среднюю его теплоемкость можно принять округленно равной  $0,5 \text{ ккал/кг } ^\circ\text{C}$ .

Объемную теплоемкость газообразного топлива определяют по формуле

$$C = 0,01 (C_{\text{H}_2} \cdot \text{H}_2 + C_{\text{CO}} \cdot \text{CO} + C_{\text{CH}_4} \cdot \text{CH}_4 + C_{\text{C}_2\text{H}_6} \cdot \text{C}_2\text{H}_6 + C_{\text{C}_3\text{H}_8} \cdot \text{C}_3\text{H}_8 + \\ + C_{\text{C}_4\text{H}_{10}} \cdot \text{C}_4\text{H}_{10} + C_{\text{CO}_2} \cdot \text{CO}_2 + C_{\text{N}_2} \cdot \text{N}_2) \text{ ккал/м}^3 \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (\text{VII.6})$$

где  $C_{\text{H}_2}$ ,  $C_{\text{CO}}$ ,  $C_{\text{CH}_4}$  и т. д. соответственно объемные теплоемкости компонентов газообразного топлива;

$\text{H}_2$ ,  $\text{CO}$ ,  $\text{CH}_4$  и т. д. — содержание в газе водорода, окиси углерода, метана и других компонентов, процент по объему.

Значения объемных теплоемкостей компонентов газообразного топлива даны в табл. 24.

## ЖАРОПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ ТОПЛИВА

## ЗНАЧЕНИЕ ЖАРОПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ТОПЛИВА

Жаропроизводительностью Д. И. Менделеев предложил именовать максимальную температуру горения, развиваемую при полном сгорании топлива без избытка воздуха, т. е. в условиях, когда все выделяющееся при сгорании тепло полностью расходуется на нагрев образующихся продуктов сгорания. При подсчете жаропроизводительности температуру топлива и воздуха принимают равной  $0^\circ$ .

Д. И. Менделеев в своих работах, посвященных вопросам научно обоснованного использования топлива, большое значение придавал достижению высоких температур при сжигании топлива. Рассматривая различные свойства топлива, он указывал: «Когда горючие материалы служат для слабого нагревания, например для отопления жилищ, для сушки, для получения паров и т. п., тогда теплопроизводительность топлива прямо может служить мерилем его относительного достоинства». Он отмечал, что в большинстве случаев имеют значение и другие свойства горючих материалов, «из которых важнейшим должно считать способность давать высокие температуры. Это последнее свойство горючего материала необходимо не только потому, что потребуется нередко самим существом дела, например: для плавления стали требуется иметь температуру около  $1450^\circ$ , но и потому, что, чем выше температура, тем скорее при прочих равных условиях совершается доведение нагреваемых предметов до желаемой температуры и, следовательно, тем скорее идет производство, а потому продукты его удешевляются» [40, стр. 224].

Д. И. Менделеев писал: «Искусство получения с данным топливом высоких степеней жара представляет самую сущность многих успехов фабрично-заводских дел, потому что не только ведет к экономии топлива, но и позволяет сильно возвышать быстроту многих производств» [12].

«Температура, или степень жара, которую можно достичь, сжигая данное топливо в воздухе, изменяется, смотря по множеству обстоятельств, особенно же в зависимости от относительного количества воздуха и топлива, т. е. от полноты горения и от потери части развиваемого тепла в окружающее пространство, зависящей весьма сильно от температуры окружающего пространства. Очевидно, что избыток притекающего воздуха, несгоревших продуктов разложения (от недостатка ли воздуха или от других причин) и свободная потеря тепла в окружающее пространство будет уменьшать температуру, доставляемую топливом, а все улучшения в указанных выше условиях горения станут доводить ее до высшего возможного предела, к которому практически можно приближаться с тем большим совершенством, чем непрерывнее будет приток надлежащих количеств топлива и воздуха к очагу или месту горения и чем лучше устраняются потери тепла. Этот предел, изменяющийся для разных родов топлива, мы станем называть жаропродуктивностью топлива.

Его называют иногда пирометрической способностью топлива. Составив новое слово «жаропроизводительность», я хотел удовлетворить условиям языка и сделать название сразу удобопонятным» [12, стр. 389].

Жаропроизводительность топлива  $t_{\max}$  прямо пропорциональна его теплоте сгорания и обратно пропорциональна расходу тепла на нагрев продуктов сгорания до температуры  $t_{\max}$ , т. е. обратно пропорциональна произведению объема продуктов сгорания на их средневзвешенную теплоемкость от  $0^\circ$  до  $t_{\max}$ .



В соответствии с этим жаропроизводительность топлива  $t_{\max}$  можно подсчитать по формуле

$$t_{\max} = \frac{Q_H^p}{V_{\Sigma}^0 \cdot C_{0-t_{\max}}}, \quad (\text{VIII.1})$$

где  $Q_H^p$  — низшая теплота сгорания, *ккал/кг* твердого и жидкого топлива или *ккал/нм<sup>3</sup>* газообразного;

$V_{\Sigma}^0$  — объем продуктов полного сгорания топлива в теоретически необходимом для горения объеме воздуха, *нм<sup>3</sup>/кг* твердого и жидкого топлива или *нм<sup>3</sup>/нм<sup>3</sup>* газообразного топлива;

$C_{0-t_{\max}}$  — средневзвешенная объемная теплоемкость продуктов сгорания при постоянном давлении в интервале температур от 0° до  $t_{\max}$ , *ккал/нм<sup>3</sup> °С*.

Продукты полного сгорания топлива в теоретически необходимом для горения объеме воздуха состоят из двуокиси углерода, сернистого газа, водяного пара и азота.

Следовательно, жаропроизводительность топлива

$$t_{\max} = \frac{Q_H^p}{V_{\text{CO}_2} \cdot C_{\text{CO}_2} + V_{\text{SO}_2} \cdot C_{\text{SO}_2} + V_{\text{H}_2\text{O}} \cdot C_{\text{H}_2\text{O}} + V_{\text{N}_2} \cdot C_{\text{N}_2}} \text{ °С}, \quad (\text{VIII.2})$$

где  $V_{\text{CO}_2}$ ,  $V_{\text{SO}_2}$ ,  $V_{\text{H}_2\text{O}}$  и  $V_{\text{N}_2}$  — соответственно объемы двуокиси углерода, сернистого газа, водяного пара и азота, *нм<sup>3</sup>/кг* твердого и жидкого топлива или *нм<sup>3</sup>/нм<sup>3</sup>* газообразного топлива;

$C_{\text{CO}_2}$ ,  $C_{\text{SO}_2}$ ,  $C_{\text{H}_2\text{O}}$  и  $C_{\text{N}_2}$  — средние объемные теплоемкости перечисленных газов, *ккал/нм<sup>3</sup> °С* в температурном интервале от 0° до  $t_{\max}$ .

В большинстве случаев объем  $\text{SO}_2$  незначителен по сравнению с объемами других газов. Поэтому его не подсчитывают отдельно и в формулу вводят суммарный объем  $\text{CO}_2$  и  $\text{SO}_2$ , обозначаемый  $\text{RO}_2$ . Тогда формула для подсчета  $t_{\max}$  приобретает следующий вид

$$t_{\max} = \frac{Q_H^p}{V_{\text{RO}_2} \cdot C_{\text{RO}_2} + V_{\text{H}_2\text{O}} \cdot C_{\text{H}_2\text{O}} + V_{\text{N}_2} \cdot C_{\text{N}_2}} \text{ °С}. \quad (\text{VIII.3})$$

При этом теплоемкость  $\text{RO}_2$  принимают обычно равной теплоемкости  $\text{CO}_2$ .

Погрешность, допускаемая при этом, невелика<sup>1</sup> вследствие малой разности в объемных теплоемкостях  $\text{CO}_2$  и  $\text{SO}_2$  и незначительного в большинстве случаев объема  $\text{SO}_2$  по сравнению с объемом  $\text{CO}_2$ .

Д. И. Менделеев [12] привел весьма важное сопоставление теплоты сгорания топлива и теоретически необходимого для горения количества воздуха.

Сопоставляя теплоту сгорания углерода (8100 *ккал/кг*), клетчатки (4190 *ккал/кг*) и водорода (34 500 *ккал/кг*) с расходом воздуха (2,67 *кг/кг* углерода, 1,185 *кг/кг* клетчатки и 8 *кг/кг* водорода), Менделеев отмечает, что «на 1 часть кислорода в первом случае выделяется 3034, во втором 3536 и в третьем 4312 единиц тепла и на первый взгляд кажется, что никакой пропорциональности  $Q$  с количеством кислорода допустить нельзя» [12].

Однако Менделеев отвергает правомерность принимать для водорода, содержащегося в твердом и жидком топливе, теплоту сгорания равной 34 500 *ккал/кг*, как это принято в формулах Дюлонга и других, справедливо указывая, что данная теплота сгорания верна лишь для газообразного молекулярного водорода.

Для высшей теплоты сгорания водорода, входящего в состав твердого и жидкого топлива, Менделеев считал правильным принять значение не 34 500, а 30 000 *ккал/кг*, а для низшей — 24 600 *ккал/кг*. Тогда на 1 *кг* кислорода, израсходованного в процессе горения, выделяется при сжигании углерода

<sup>1</sup> Так, от 0 до 1000° теплоемкость  $\text{CO}_2$  0,526 *ккал/нм<sup>3</sup> °С*, а  $\text{SO}_2$  0,534 *ккал/нм<sup>3</sup> °С*.

3034 ккал, клетчатки 3257 ккал и водорода 3065 ккал. В среднем Менделеев считал возможным принять при сжигании твердого топлива и образовании газообразных продуктов сгорания выделение тепла на 1 кг кислорода равным 3150 ккал. В пересчете на воздух это составляет около 700 ккал на 1 кг, или около 900 ккал на 1 нм<sup>3</sup>.

Следовательно, объем теоретически необходимого для горения воздуха  $V_B^0$  равен  $Q_H^p: 900$ , или

$$Q_H^p: V_B^0 = 900 \text{ ккал/нм}^3, \quad (\text{VIII.4})$$

где  $Q_H^p$  — низшая теплота сгорания рабочего топлива.

Ученик Д. И. Менделеева акад. Д. П. Коновалов уточнил соотношение между теоретическим расходом кислорода на горение и теплотой сгорания дров, торфа, каменных углей и нефти и получил следующие значения: для дров  $Q_H^p = 3250 \cdot q_{O_2}$ ; для торфа  $Q_H^p = 3150 \cdot q_{O_2}$ ; для каменных углей и нефти  $Q_H^p = 3050 \cdot q_{O_2}$  (здесь  $Q_H^p$  — низшая теплота сгорания рабочего топлива, ккал/кг;  $q_{O_2}$  — теоретически необходимый расход кислорода, килограммы на горение 1 кг рабочего топлива). Исследования Д. П. Коновалова были развиты в работах проф. Г. Ф. Кнорре [41], [42], Н. И. Белокопя [43], С. Я. Корницкого [44], А. М. Гурвича [45] и других ученых. Установленное Д. И. Менделеевым и Д. П. Коноваловым сравнительно небольшое различие в отношениях теплоты сгорания различных видов топлива к теоретически необходимому для их горения объему воздуха позволяет считать, что отношения теплоты сгорания различных видов топлива к теоретическому объему продуктов сгорания также сравнительно близки.

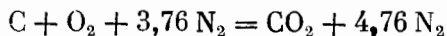
Различия в объемных теплоемкостях продуктов сгорания различных видов топлива, получаемых при сжигании в теоретически необходимом объеме воздуха, также невелики. Следовательно, жаропроизводительности, т. е. отношения теплоты сгорания топлива к теоретическому объему продуктов сгорания, умноженному на их теплоемкость, сравнительно близки у топлива с малым содержанием балласта, переходящего в продукты сгорания, т. е. влаги у твердого топлива, азота и двуокиси углерода у газообразного.

Рассмотрим более подробно вопрос о жаропроизводительности горючих компонентов различных видов топлива.

#### ЖАРОПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ ГОРЮЧИХ КОМПОНЕНТОВ ТОПЛИВА

Основным горючим компонентом топлива является, как известно, углерод. Теплота сгорания 1 кг-атома углерода в виде графита равна около 94 000 ккал [46], т. е. около 7830 ккал/кг.

При сгорании углерода в воздухе по уравнению



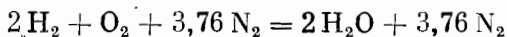
на каждый килограмм углерода образуется 1,87 нм<sup>3</sup> CO<sub>2</sub> и 7,03 нм<sup>3</sup> N<sub>2</sub>. Отсюда жаропроизводительность углерода, подсчитанная по формуле (VIII.3), равна 2175°.

При сжигании углерода во влажном воздухе с содержанием одного процента влаги по массе жаропроизводительность углерода равна около 2145°.

Если принять, по Менделееву, теплоту сгорания углерода в твердом и жидком топливе равной 8100 ккал/кг, то жаропроизводительность углерода при сжигании в сухом воздухе равна около 2240°, а с учетом влажности воздуха — около 2200°.

Теплота сгорания  $Q_H$  (низшая) газообразного молекулярного водорода равна 57 740 ккал/моль, или 28 640 ккал/кг, или 2576 ккал/нм<sup>3</sup> [38].

При сгорании 1 нм<sup>3</sup> водорода в сухом воздухе согласно уравнению



образуются продукты сгорания, состоящие из  $1 \text{ нм}^3$  водяного пара и  $1,88 \text{ нм}^3$  азота.

Жаропроизводительность водорода при сжигании в сухом воздухе равна  $2235^\circ$ , а при сжигании в воздухе, содержащем 1% влаги, около  $2200^\circ$ .

Таким образом, несмотря на большое различие в теплотах сгорания, жаропроизводительности углерода и газообразного молекулярного водорода весьма близки.

Закономерность этого положения отчетливо выявляется при сопоставлении отношений теплоты сгорания и объемов продуктов сгорания углерода и водорода в теоретически необходимом количестве воздуха (табл. 29).

Таблица 29

Отношения теплоты сгорания и теоретических объемов продуктов сгорания

Топливо	Теплота сгорания $Q_H^p$	$\frac{Q_C}{Q_{H_2}}$	Объем продуктов сгорания $V_\Sigma^0$	$\frac{V_C}{V_{H_2}}$
Углерод (графит)	94 000 ккал/кг-атом		106,8 нм <sup>3</sup> /кг-атом	
Водород	57 740 ккал/моль	1,64	64,5 нм <sup>3</sup> /кг-моль	1,65

Теплота сгорания 1 кг-атома углерода превышает теплоту сгорания (низшую) 1 кг/моль газообразного водорода в 1,64 раза, а теоретический объем продуктов сгорания 1 кг-атома углерода почти во столько же раз превышает объем продуктов сгорания 1 кг/моль водорода (в 1,65 раза). Отсюда ясно, что с учетом близкой объемной теплоемкости продуктов сгорания углерода и водорода в теоретически необходимом объеме воздуха жаропроизводительности углерода и газообразного водорода мало отличаются, несмотря на большое различие в теплоте сгорания углерода и водорода.

Д. И. Менделеев подсчитал жаропроизводительность водорода с высшей теплотой сгорания 30 000 ккал/кг и указал, что если бы существовал твердый водород ( $Q_v$  около 30 000), то и он, сгорая в воздухе, дал бы более низкую температуру, чем углерод.

Если бы высшая теплота сгорания водорода равнялась 30 000 ккал/кг и низшая теплота сгорания 24 600 ккал/кг, то жаропроизводительность водорода, подсчитанная по современным значениям теплоемкости продуктов сгорания, равнялась бы примерно  $1945^\circ$  при сжигании в сухом воздухе и  $\sim 1915^\circ$  при сжигании во влажном воздухе, содержащем 1%  $H_2O$  (по весу).

Жидкое нефтяное топливо, а также природные, нефтезаводские и сжиженные газы состоят в основном из углеводородов. Поскольку жаропроизводительности водорода и углерода близки между собой, создаются предпосылки для того, чтобы жаропроизводительности различных углеводородов также не отличались сколько-нибудь существенно от жаропроизводительности углерода и водорода.

Однако жаропроизводительность углеводородов не определяется однозначно лишь жаропроизводительностью углерода и водорода, так как на нее оказывает определенное влияние теплота разрыва связей между атомами в молекулах углеводородов различного строения и молекулярного веса.

Влияние теплот разрыва связей в молекулах углеводородов на их теплоту сгорания было рассмотрено в гл. IV. Аналогичным образом влияет теплота разрыва связей между атомами и на жаропроизводительность углеводородного топлива.

Если расщепление молекул углеводородов с образованием углерода и молекулярного водорода является эндотермическим процессом, как это имеет место у алканов и особенно отчетливо выражено у метана, то жаропроизводительность углеводородов соответственно ниже жаропроизводительности

углерода и водорода. Если же рассматриваемый процесс является экзотермическим и сопровождается выделением значительного количества тепла, как у непредельных углеводородов, например у этилена и в особенности у ацетилена, то жаропродуктивность углеводородов превышает жаропродуктивность углерода и водорода.

Различия в жаропродуктивности особенно значительны у первых членов различных гомологических рядов. С увеличением молекулярного веса углеводородов и возрастанием в молекулах числа так называемых групп гомологической разности «CH<sub>2</sub>» различия в жаропродуктивности алканов, алкенов, алкинов и ароматических углеводородов и цикланов сглаживаются и жаропродуктивность всех углеводородов асимптотически приближаются примерно к 2140°, т. е. к жаропродуктивности цикланов, молекулы которых состоят только из групп CH<sub>2</sub> [6].

Рис. 6 наглядно иллюстрирует указанное положение. С увеличением молекулярного веса и числа групп гомологической разности «CH<sub>2</sub>» в молекуле жаропродуктивность алканов возрастает с 2043° у метана до 2132° у эйкозана (C<sub>20</sub>H<sub>42</sub>), жаропродуктивность алкенов снижается с 2284° у этена (этилена) до 2151° у эйкозена (C<sub>20</sub>H<sub>40</sub>), а жаропродуктивность алкинов с 2620° у этина (ацетилена) до 2167° у эйкозина (C<sub>20</sub>H<sub>38</sub>).

Углеводороды различных гомологических рядов (в парообразном состоянии) имеют следующие значения жаропродуктивности (°C) при сгорании в абсолютно сухом воздухе:

<b>Алканы</b> (C <sub>n</sub> H <sub>2n+2</sub> )			
Метан (CH <sub>4</sub> ) . . . . .	2043	Пентин (C <sub>5</sub> H <sub>8</sub> ) . . . . .	2300
Этан (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> ) . . . . .	2097	Гексин (C <sub>6</sub> H <sub>10</sub> ) . . . . .	2275
Пропан (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> ) . . . . .	2110	Гептин (C <sub>7</sub> H <sub>12</sub> ) . . . . .	2250
Бутан (C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> ) . . . . .	2118	Октин (C <sub>8</sub> H <sub>14</sub> ) . . . . .	2235
Пентан (C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> ) . . . . .	2119	Децин (C <sub>10</sub> H <sub>18</sub> ) . . . . .	2213
Гексан (C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> ) . . . . .	2124	Пентадецин (C <sub>15</sub> H <sub>22</sub> ) . . . . .	2180
Октан (C <sub>8</sub> H <sub>18</sub> ) . . . . .	2128	Эйкозин (C <sub>20</sub> H <sub>38</sub> ) . . . . .	2167
Декан (C <sub>10</sub> H <sub>22</sub> ) . . . . .	2129	<b>Ароматические углеводороды</b>	
Пентадекан (C <sub>15</sub> H <sub>32</sub> ) . . . . .	2132	(C <sub>n</sub> H <sub>2n-6</sub> )	
Эйкозан (C <sub>20</sub> H <sub>42</sub> ) . . . . .	2132	Бензол (C <sub>6</sub> H <sub>6</sub> ) . . . . .	2258
<b>Алкены</b> (C <sub>n</sub> H <sub>2n</sub> )		Толуол (C <sub>7</sub> H <sub>8</sub> ) . . . . .	2211
Этен (C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> ) . . . . .	2284	Ксилол (C <sub>8</sub> H <sub>10</sub> ) . . . . .	2206
Пропен (C <sub>3</sub> H <sub>6</sub> ) . . . . .	2224	Пропилбензол (C <sub>9</sub> H <sub>12</sub> ) . . . . .	2197
Бутен (C <sub>4</sub> H <sub>8</sub> ) . . . . .	2203	Цимол (C <sub>10</sub> H <sub>14</sub> ) . . . . .	2186
Пентен (C <sub>5</sub> H <sub>10</sub> ) . . . . .	2189	Фенилпропан (C <sub>15</sub> H <sub>24</sub> ) . . . . .	2171
Децен (C <sub>10</sub> H <sub>20</sub> ) . . . . .	2164	Фенилтеградекан (C <sub>20</sub> H <sub>34</sub> ) . . . . .	2160
Пентадецен (C <sub>15</sub> H <sub>30</sub> ) . . . . .	2153	<b>Цикланы</b> (C <sub>n</sub> H <sub>2n</sub> )	
Эйкозен (C <sub>20</sub> H <sub>40</sub> ) . . . . .	2151	Циклопентан (C <sub>5</sub> H <sub>10</sub> ) . . . . .	2153
<b>Алкины</b> (C <sub>n</sub> H <sub>2n-2</sub> )		Метилциклопентан (C <sub>6</sub> H <sub>12</sub> ) . . . . .	2149
Этин (C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> ) . . . . .	2620	Этилциклопентан (C <sub>7</sub> H <sub>14</sub> ) . . . . .	2145
Пропин (C <sub>3</sub> H <sub>4</sub> ) . . . . .	2420	Пропилциклопентан (C <sub>8</sub> H <sub>16</sub> ) . . . . .	2144
Бутин (C <sub>4</sub> H <sub>6</sub> ) . . . . .	2340	Амилциклопентан (C <sub>10</sub> H <sub>20</sub> ) . . . . .	2144
		Циклопентадекан (C <sub>15</sub> H <sub>30</sub> ) . . . . .	2140

Сближение жаропродуктивности насыщенных и ненасыщенных углеводородов с увеличением числа атомов углерода в молекуле показано на рис. 6.

Рис. 7 иллюстрирует практически постоянную жаропродуктивность насыщенных углеводородов — алканов при резком увеличении их объемной теплоты сгорания.

Жаропродуктивности углеводородов нормального строения и различных изомеров весьма близки между собой вследствие малого значения теплоты изомеризации по сравнению с теплотой сгорания. Так, различия в жа-

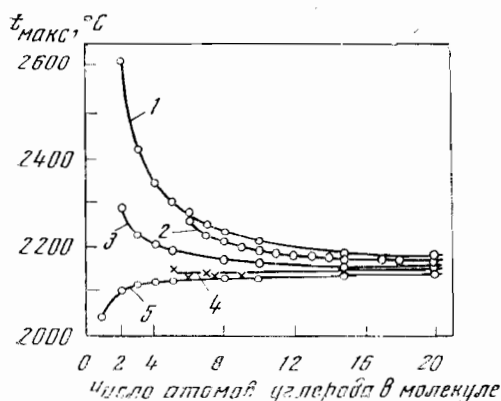


Рис. 6. Жаропродуцируемость углеводородов различных гомологических рядов

1 — алкинов; 4 — цикланов;  
2 — ароматических углеводородов; 5 — алканов  
3 — алкенов;

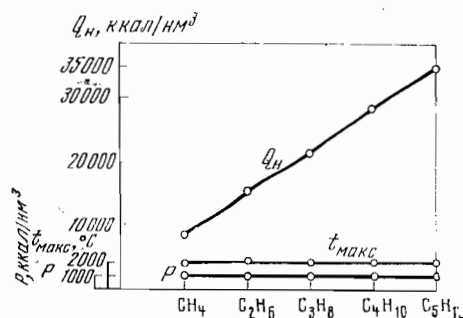


Рис. 7. Теплота сгорания и жаропродуцируемость углеводородов

$Q_H$  — низшая теплота сгорания;

$P$  — то же, отнесенная к 1 м³ сухих продуктов горения;

$t_{max}$  — жаропродуцируемость

жаропродуцируемости нормального октана и шестнадцати изоктанов различного строения не превышают 6°, т. е. 0,3%.

Жаропродуцируемость углеводородов в парообразном состоянии выше, чем в жидком, примерно на 15°, или на 0,8%. В свою очередь жаропродуцируемость углеводородов в жидком состоянии несколько больше жаропродуцируемости твердых углеводородов вследствие затраты тепла на плавление углеводородов.

Замена атома водорода в углеводородной молекуле на гидроксил (ОН) или карбоксил (СООН), т. е. образование из углеводородов спиртов или органических кислот, резко снижает теплоту сгорания вследствие уменьшения процентного содержания в горючем углерода и водорода и дополнительно к этому ввиду частичного окисления С и Н (см. гл. II).

Так, теплота сгорания метилового спирта  $\text{CH}_3\text{OH}$  (или  $\text{CH}_4\text{O}$ ) составляет всего лишь 43% от теплоты сгорания метана  $\text{CH}_4$ .

При столь большом различии в теплотах сгорания жаропродуцируемости  $\text{CH}_4$  и  $\text{CH}_4\text{O}$  практически совпадают. Объясняется этот на первый взгляд неожиданный факт тем, что при внедрении кислорода в состав горючей массы топлива соответственно снижается потребность в кислороде воздуха для сгорания топлива, что обуславливает меньшее поступление азота воздуха в продукты сгорания и, следовательно, уменьшение их объема. Поэтому жаропродуцируемость может практически не меняться, как это имеет место при замене водорода гидроксидом, или лишь незначительно снижается при замене атома водорода карбоксильной группой [6]. Кривые на рис. 8 и 9 иллюстрируют указанное положение.

Горючая масса дров и торфа с высоким содержанием кислорода обладает теплотой сгорания, значительно более низкой, чем горючая масса антрацита или каменного угля. Однако различие в жаропродуцируемости указанных видов топлива существенно меньше. Так, теплота сгорания горючей массы дров на 44% меньше, чем антрацита, а жаропродуцируемость горючей массы ниже лишь на 9%.

Более сложный характер имеет сопоставление теплот сгорания и жаропродуцируемости углерода и окиси углерода. Теплота сгорания 1 кг атома углерода в виде графита равна около 94 000 ккал, а 1 моль окиси углерода — лишь около 68 000 ккал. Тем не менее жаропродуцируемость окиси углерода

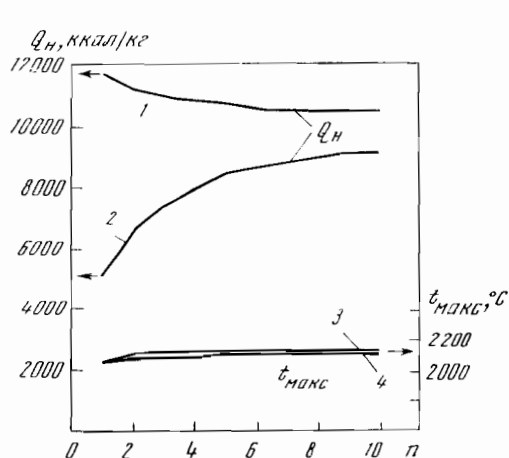


Рис. 8. Теплота сгорания и жаропроизводительность углеводородов и спиртов

1 — низшая теплота сгорания  $Q_H$  углеводородов; 2 — то же спиртов;  
3 — жаропроизводительность углеводородов  $t_{max}$ ;  
4 — то же спиртов

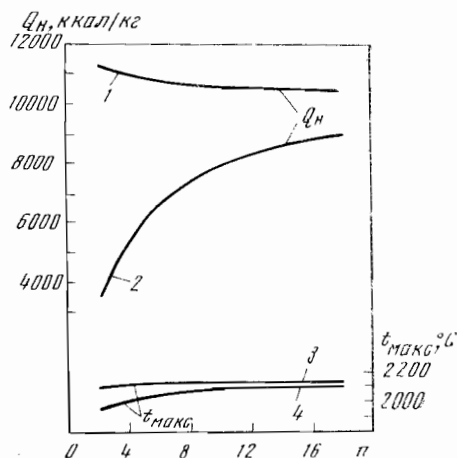
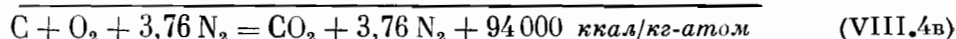
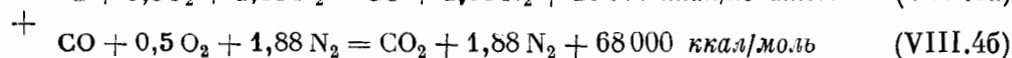
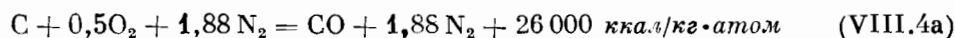


Рис. 9. Теплота сгорания и жаропроизводительность углеводородов и органических кислот

1 — низшая теплота сгорания углеводородов; 2 — то же, органических кислот;  
3 — жаропроизводительность углеводородов;  
4 — то же, органических кислот

равна  $2370^\circ$ , т. е. почти на  $200^\circ$  выше жаропроизводительности графита ( $2175^\circ$ ).

Указанное положение обусловлено тем, что присоединение к углероду первого атома кислорода связано с большой затратой энергии на разрыв связей между атомами углерода в графите. Вследствие этого из 94 000 ккал потенциального тепла 1 кг-атома углерода лишь около 26 000 ккал, т. е. менее 30%, выделяется в результате присоединения первого атома кислорода и образования окиси углерода. Присоединение же второго атома кислорода с окислением CO до  $CO_2$  сопровождается выделением 68 000 ккал тепла



В результате при горении графита по уравнению (VIII.4в) на 1 моль продуктов сгорания выделяется около 20 000 ккал ( $94\,000 : 4,76$ ), а при горении CO по уравнению (VIII.4б) на 1 моль продуктов сгорания выделяется около 23 500 ккал ( $68\,000 : 2,88$ ), т. е. значительно больше тепла. Этим и объясняется, что максимальная температура нагрева продуктов сгорания CO, т. е. жаропроизводительность окиси углерода, значительно выше жаропроизводительности графита.

Таким образом, горючая масса всех видов топлива — от антрацита и кокса до дров и торфа — с различным содержанием кислорода и различной теплотой сгорания характеризуется высокой жаропроизводительностью порядка  $2000\text{--}2200^\circ$ .

### ЖАРОПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ РАБОЧЕЙ МАССЫ ТОПЛИВА

Наличие балласта в топливе резко сказывается на его теплоте сгорания, прежде всего вследствие снижения доли горючих компонентов. По-иному влияет наличие балласта на жаропроизводительность топлива.

Основная причина снижения теплоты сгорания забалластированного топлива — уменьшение количества горючего в единице топлива — никак не сказывается на его жаропроизводительности, так как при этом в равной степени снижается и объем нагреваемых продуктов сгорания. Иными словами, жаропроизводительности 1 кг, 0,5 кг и 1 г углерода, естественно, равны. Жаропроизводительность топлива при наличии в нем балласта несколько снижается в результате дополнительного снижения тепла продуктов сгорания в связи с расходом тепла на испарение балластирующей топливо влаги, а также вследствие расхода тепла на нагрев водяного пара, образующегося при испарении влаги топлива.

Содержание в топливе небольшого количества влаги мало сказывается на его жаропроизводительности, поскольку расход тепла на испарение 1 % влаги, содержащейся в килограмме топлива, составляет всего лишь 6 ккал, а объем водяного пара, образующегося при испарении 1 % влаги по массе, равен менее 0,01 н.м<sup>3</sup> (0,01·18 : 22,4), т. е. совершенно ничтожен по сравнению с объемом продуктов сгорания, образующихся при сжигании 1 кг топлива в воздухе.

Данные, приведенные в табл. 30, иллюстрируют весьма малое снижение жаропроизводительности каменного угля при увеличении в нем балласта (влаги) на несколько процентов.

Иная картина вырисовывается при содержании в топливе большого количества балласта, переходящего в продукты сгорания. В этом случае жаропроизводительность топлива, изменяясь в меньшей степени, чем его теплота сгорания, все же значительно снижается. В табл. 31 показано

Таблица 30

Зависимость низшей теплоты сгорания и жаропроизводительности каменного угля от содержания в нем влаги

WP, %	$Q_n^p$		$t'_{\max}$	
	ккал/кг	%	°C	%
0	7490	100	2140	100
3	7240	97	2130	99,5
6	6990	94	2120	99
9	6740	90	2110	98
12	6490	87	2100	97
15	6250	84	2090	96

Таблица 31

Зависимость низшей теплоты сгорания и жаропроизводительности торфа от содержания в нем влаги

WP, %	$Q_n^p$		$t'_{\max}$	
	ккал/кг	%	°C	%
0	4660	100	2050	100
10	4130	89	1970	96
20	3610	77	1890	92
30	3080	66	1760	86
40	2560	55	1630	80
50	2030	44	1480	72
60	1500	32	1240	61

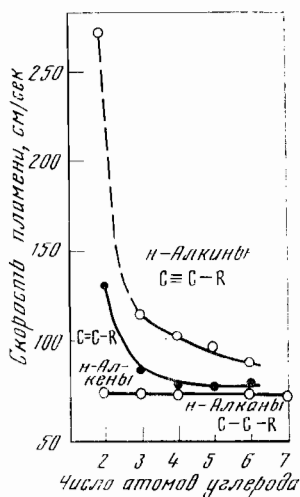


Рис. 10. Зависимость наибольшей равномерной скорости распространения пламени нормальных углеводородов в воздухе от числа атомов углерода в молекуле (по опытам в горизонтальной трубе)

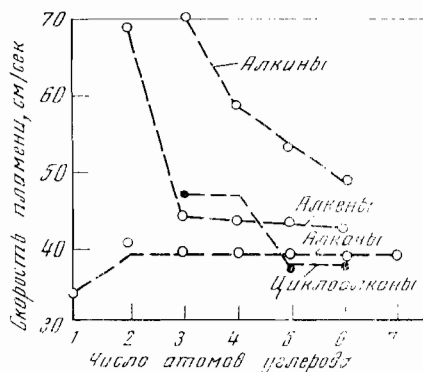


Рис. 11. Зависимость нормальной скорости распространения пламени углеводородов в воздухе от числа атомов углерода в молекуле

уменьшение теплоты сгорания и жаропроизводительности торфа при повышении его влажности от 0 до 60% по массе.

Аналогичным образом влияет на жаропроизводительность газообразного топлива содержание в нем балласта:  $N_2$  и  $CO_2$ . Небольшое содержание балласта порядка нескольких процентов весьма мало сказывается на жаропроизводительности газа.

Однако с увеличением содержания балласта в газе и уменьшением доли горючих компонентов в продуктах сгорания все в большей степени доминируют  $N_2$  и  $CO_2$ , поступающие из сжигаемого газообразного топлива. В соответствии с этим существенно снижается и жаропроизводительность газа. Так, при содержании в водяном газе 10% ( $N_2 + CO_2$ ) его жаропроизводительность равна около  $2200^\circ$ , т. е. весьма высокая. А жаропроизводительность доменного газа, содержащего около 70% ( $N_2 + CO_2$ ), всего лишь  $1500^\circ$ , т. е. на  $700^\circ$  ниже.

Следовательно, жаропроизводительность забалластированных видов топлива снижается настолько, что их применение в высокотемпературных технологических процессах становится нецелесообразным.

Жаропроизводительность положена в основу энергетической классификации топлива. Она позволяет оценить эффективность использования различных видов топлива в высокотемпературных и низкотемпературных процессах (табл. 121, стр. 297).

На основе жаропроизводительности топлива можно весьма просто определить располагаемое тепло продуктов сгорания и подсчитать потери тепла с уходящими газами. Методика этих расчетов изложена в гл. X.

На основе жаропроизводительности можно легко подсчитать также теоретическую температуру горения с учетом эндотермического процесса диссоциации продуктов сгорания при высокой температуре (см. главу IX).

Жаропроизводительность углеводородного топлива в значительной степени влияет на скорость распространения пламени, как это видно из сопоставления кривых жаропроизводительности и нормальной скорости распространения пламени на рис. 6, 10 и 11.



## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЖАРОПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ТОПЛИВА

Жаропроизводительность топлива можно подсчитать тремя методами.

1. *Определение по теплоте сгорания топлива и теплоемкости продуктов сгорания.* При подсчете по первому методу жаропроизводительность топлива определяют по формуле

$$t_{\max} = \frac{Q_H^p}{V_{\text{CO}_2} \cdot C_{\text{CO}_2} + V_{\text{H}_2\text{O}} \cdot C_{\text{H}_2\text{O}} + V_{\text{N}_2} \cdot C_{\text{N}_2}}, \quad (\text{VIII.5})$$

причем значения теплоемкостей двуокиси углерода  $C_{\text{CO}_2}$ , водяного пара  $C_{\text{H}_2\text{O}}$  и азота  $C_{\text{N}_2}$  даются в виде функции температуры и имеют достаточно сложный вид, например

$$C_0^t = a + bt + ct^2. \quad (\text{VIII.6})$$

При выполнении теплотехнических расчетов обычно не подсчитывают теплоемкость по формуле (VIII.6), а пользуются табулированными значениями теплоемкости компонентов продуктов сгорания от нуля до  $t$  и подсчет жаропроизводительности ведут по методу последовательных приближений, определяя каждый раз средневзвешенную теплоемкость продуктов сгорания того или иного состава.

2. *Определение по методу последовательных приближений.* Этот метод основан на том, что подсчет ведут, задаваясь определенной температурой продуктов сгорания  $t_1$  ( $2100^\circ$  при малом содержании в топливе балласта, переходящего в продукты сгорания, и более низкой температурой при высоком содержании балласта), а затем подсчитывают средневзвешенную теплоемкость продуктов сгорания от нуля до  $t_1$ .

Потом подсчитывают, какой теплотой сгорания должно обладать топливо, если продукты его сгорания нагреты до температуры  $t_1$

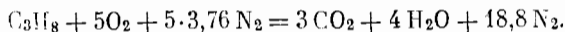
$$Q_1 = (V_{\text{CO}_2} \cdot C_{\text{CO}_2} + V_{\text{H}_2\text{O}} \cdot C_{\text{H}_2\text{O}} + V_{\text{N}_2} \cdot C_{\text{N}_2}) t_1. \quad (\text{VIII.7})$$

Если подсчитанная таким путем теплота сгорания топлива  $Q_1$  ниже действительной теплоты сгорания  $Q_H^p$ , то задаются температурой  $t_2$  на  $100^\circ$  выше, чем  $t_1$ , и аналогичным путем определяют значение  $Q_2$ . Если же подсчитанная теплота сгорания  $Q_1$  выше действительной теплоты сгорания топлива  $Q_H^p$ , то задаются температурой  $t_2$  на  $100^\circ$  ниже, чем  $t_1$ , и определяют значение  $Q_2$  при этой температуре. После подсчета величин  $Q_1$  и  $Q_2$ , между которыми находится действительная теплота сгорания топлива  $Q_H^p$ , определяют жаропроизводительность топлива методом интерполяции.

В качестве примера ниже приводится подсчет по методу последовательных приближений жаропроизводительности пропана.

1) Низшая теплота сгорания пропана  $21800 \text{ ккал/нм}^3$ .

2) Уравнение горения пропана в стехиометрическом объеме воздуха:



3) Задаемся температурой сгорания  $2100^\circ$ , определяем по табл. 24 (гл. VII) средние теплоемкости  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{O}$  и  $\text{N}_2$  от 0 до  $2100^\circ$ :  $\text{CO}_2 - 0,5818 \text{ ккал/нм}^3$ ;  $\text{H}_2\text{O} - 0,4735 \text{ ккал/нм}^3$ ;  $\text{N}_2 - 0,3557 \text{ ккал/нм}^3$  и подсчитываем, какой теплотой сгорания обладал бы пропан, если бы при его сгорании в стехиометрическом объеме воздуха развивалась температура  $2100^\circ$

$$\begin{aligned} Q_{2100}^{\text{C}_3\text{H}_8} &= (V_{\text{CO}_2} \cdot C_{\text{CO}_2} + V_{\text{H}_2\text{O}} \cdot C_{\text{H}_2\text{O}} + V_{\text{N}_2} \cdot C_{\text{N}_2}) \cdot t = (3 \cdot 0,5818 + 4 \cdot 0,4735 + 18,8 \cdot 0,3557) \cdot 2100 = \\ &= 21680 \text{ ккал/нм}^3. \end{aligned}$$

Найденная величина ниже  $Q_H^p$ , следовательно, жаропроизводительность пропана выше  $2100^\circ$ .

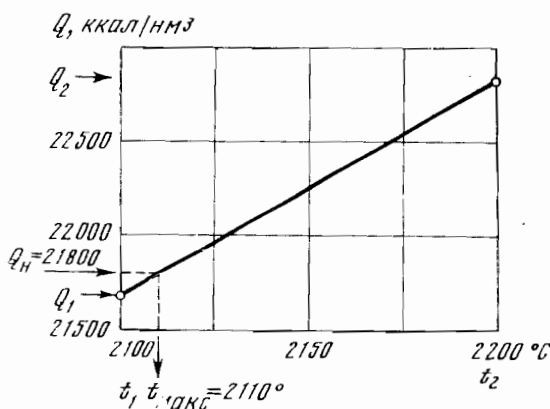


Рис. 12. Графический метод линейной интерполяции

- 4) Подсчитываем аналогичным образом, какой теплотой сгорания должен был бы обладать пропан, если бы при его сгорании развивалась температура 2200°

$$Q_{2200}^{C_3H_8} = (3 \cdot 0,5848 + 4 \cdot 0,4779 + 18,8 \cdot 0,3571) \cdot 2200 = 22\,830 \text{ ккал/нм}^3.$$

Найденная величина выше  $Q_n$ , следовательно, жаропроизводительность пропана ниже 2200°.

- 5) Определяем  $t_{\max}$  пропана путем интерполяции:

$$\begin{array}{rcl} 22830 \text{ ккал/нм}^3 & - & 2200^\circ \\ 21680 \text{ »} & - & 2100^\circ \\ \hline 1150 \text{ ккал/нм}^3 & - & 100^\circ \\ -21800 \text{ ккал/нм}^3 & - & 2100^\circ + x^\circ \\ 21680 \text{ »} & - & 2100^\circ \\ \hline 120 \text{ ккал/нм}^3 & - & x^\circ \\ 1150 \text{ ккал/нм}^3 & - & 100^\circ \\ 120 \text{ »} & - & x \\ \hline x = \frac{120 \cdot 100}{1150} = 10^\circ. \end{array}$$

Жаропроизводительность пропана равна  $2100 + x = 2110^\circ$ .

Указанную интерполяцию можно произвести также графическим методом. Для этого в произвольном масштабе на оси абсцисс откладывают значения температур  $t_1$  и  $t_2$ , а на оси ординат — соответствующие указанным температурам теплоты сгорания топлива  $Q_1$  и  $Q_2$ . Точки  $(t_1, Q_1)$  и  $(t_2, Q_2)$  соединяют прямой. Значение  $t_{\max}$  определяется затем как абсцисса точки на прямой, ордината которой равна  $Q_n$  (рис. 12).

Подсчет по второму методу значительно проще, чем по первому. Поэтому определение жаропроизводительности топлива обычно ведут, пользуясь методом последовательных приближений.

Представляется, однако, возможным в ряде случаев еще более упростить методику подсчета и, в частности, отказаться от подсчета средневзвешенной теплоемкости продуктов сгорания при температурах  $t_1$  и  $t_2$ .

3. *Упрощенный метод определения жаропроизводительности топлива.* Он основан на возможности с достаточной для технических подсчетов точностью непосредственно пользоваться значениями средневзвешенной теплоемкости продуктов сгорания от 0° до  $t_{\max}$ , приведенными в табл. 24.

В соответствии с этим жаропроизводительность топлива можно подсчитывать по формуле (VIII.5), подставляя в знаменатель значение средней теплоемкости продуктов сгорания от 0 до  $t_{\max}$ , равное:

0,400 ккал/нм<sup>3</sup> °С для продуктов сгорания газообразного топлива;

0,401 ккал/нм<sup>3</sup> °С для продуктов сгорания жидкого топлива;

0,405 ккал/нм<sup>3</sup> °С для продуктов сгорания твердого топлива.

В соответствии с этим формула для упрощенного подсчета жаропроизводительности газообразного топлива приобретает следующий вид

$$t_{\max} = Q_H : (0,4V_{\Sigma}^0), \quad (\text{VIII.8})$$

где  $V_{\Sigma}^0$  — суммарный объем продуктов полного сгорания без избытка воздуха, нм<sup>3</sup>/нм<sup>3</sup> газа.

Аналогичны формулы для подсчета жаропроизводительности жидкого топлива

$$t_{\max} = Q_H^p : (0,401V_{\Sigma}^0) \quad (\text{VIII.9})$$

твердого топлива

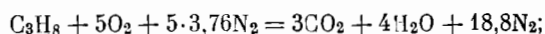
$$t_{\max} = Q_H^p : (0,405V_{\Sigma}^0). \quad (\text{VIII.10})$$

В формулах (VIII.9) и (VIII.10)  $V_{\Sigma}^0$  — суммарный объем продуктов полного сгорания без избытка воздуха, нм<sup>3</sup>/кг топлива.

Приводим для сопоставления упрощенный подсчет  $t_{\max}$  пропана:

1) Низшая теплота сгорания пропана 21 800 ккал/нм<sup>3</sup>.

2) Уравнение горения пропана



$$V_{\Sigma}^0 = 25,8 \text{ нм}^3.$$

3) Жаропроизводительность пропана по формуле (VIII.8)

$$t_{\max} = 21\,800 : (25,8 \cdot 0,4) = 2113^{\circ}.$$

$t_{\max}$  пропана при подсчете по методу последовательных приближений равна 2110°.

При подсчете жаропроизводительности без учета содержания влаги в воздухе и нагрева золы топлива ее обозначают  $t_{\max}$ , а при подсчете жаропроизводительности с учетом содержания в воздухе 1% влаги по массе, как это принято в теплотехнических расчетах, —  $t'_{\max}$ ;  $t'_{\max}$  примерно на 30° ниже, чем  $t_{\max}$ . Значение  $t'_{\max}$  можно подсчитать по формуле (VIII.5), включая в суммарный объем продуктов сгорания содержащийся в воздухе водяной пар, или по формуле

$$t'_{\max} = t_{\max} \frac{V_{\epsilon}^0}{V_{\Sigma}^0 + 0,02V_B^0}. \quad (\text{VIII.11})$$

Значения  $t'_{\max}$  важнейших видов топлива даны в табл. 27. Более полные данные по жаропроизводительности даны в таблицах теплотехнических характеристик отдельных видов топлива, приведенных в гл. XI—XXVI.

При сжигании сланцев и высокозольных углей подсчитывают также величину  $t''_{\max}$  — жаропроизводительность с учетом содержания в воздухе 1% влаги по массе, а также расхода тепла на расплавление золы топлива и нагрев ее до максимальной температуры продуктов сгорания, т. е. до  $t''_{\max}$ .

$$t''_{\max} \cong t_{\max} \frac{V_{\Sigma}^0}{V_{\Sigma}^0 + 0,02V_B^0 + 0,0075A^p}. \quad (\text{VIII.12})$$

Определение величин  $t_{\max}$ ,  $t'_{\max}$  и  $t''_{\max}$  иллюстрируется подсчетом.

П о д с ч е т.

Определить жаропроизводительность антрацита состава:  $C^p$  — 70,5%;  $S^p$  — 1,7%;  $H^p$  — 1,4%;  $O^p$  — 1,9%;  $N^p$  — 0,8%;  $A^p$  — 16,7%;  $W^p$  — 7,0%.

Низшая теплота сгорания антрацита  $Q_H^p = 6010$  ккал/кг.

$$K^p = C^p + 0,375 S^p = 70,5 + 0,375 \cdot 1,7 = 71,14\%$$

По формулам (III.4), (III.11), (III.12), (III.13)

$$V_{RO_2}^0 = 0,01 \cdot 1,87 K^p = 0,01 \cdot 1,87 \cdot 71,14 = 1,33 \text{ нм}^3/\text{кг};$$

$$V_{H_2O}^0 = 0,111 H^p + 0,0124 W^p = 0,111 \cdot 1,4 + 0,0124 \cdot 7 = 0,20 \text{ нм}^3/\text{кг};$$

$$V_B^0 = \frac{1}{30} (2,67 K^p + 8 H^p - O^p) = \frac{1}{30} 201 = 6,63 \text{ нм}^3/\text{кг};$$

$$V_{N_2}^0 = 0,79 V_B^0 + 0,008 N^p = 0,79 \cdot 6,63 + 0,008 \cdot 0,8 = 5,25 \text{ нм}^3/\text{кг};$$

$$V_{\Sigma}^0 = 1,33 + 0,20 + 5,25 = 6,78 \text{ нм}^3/\text{кг}.$$

По формуле (VIII.10)

$$t_{\max} = Q_H^p : (V_{\Sigma}^0 \cdot 0,405) = 6010 : (6,78 \cdot 0,405) = 2190^\circ.$$

По формуле (VIII.11)

$$t'_{\max} = 2190 \cdot 6,78 : (6,78 + 0,02 \cdot 6,63) = 2150^\circ.$$

По формуле (VIII.12)

$$t''_{\max} = 2190 \cdot 6,78 : (6,78 + 0,02 \cdot 6,63 + 0,0075 \cdot 16,7) = 2120^\circ.$$

## Глава IX

### КАЛОРИМЕТРИЧЕСКАЯ, ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ И РАСЧЕТНАЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ГОРЕНИЯ

#### ТЕМПЕРАТУРА ГОРЕНИЯ

Максимальную температуру, развиваемую при сгорании топлива, в условиях, когда все выделяющееся тепло полностью расходуется на нагрев продуктов сгорания, подсчитывают без учета диссоциации продуктов сгорания и с учетом диссоциации продуктов сгорания при высокой температуре.

Максимальную температуру горения, подсчитанную без учета диссоциации продуктов сгорания, называют калориметрической температурой горения  $t_{\text{кал}}$ . Температуру, определяемую с учетом диссоциации, называют расчетной температурой горения  $t_{\text{расч}}$ .

Калориметрическая температура горения зависит от состава топлива, его теплоты сгорания ( $Q_H^p$ ) и объема продуктов сгорания, а также от условий сжигания топлива, а именно: от степени разбавления продуктов сгорания избыточным воздухом и от температуры топлива и воздуха.

Если полное сгорание топлива осуществляют без избытка воздуха, а температура топлива и воздуха равна  $0^\circ$ , то калориметрическая температура горения зависит только от состава топлива и является важнейшей его теплотехнической характеристикой — жаропроизводительностью ( $t_{\max}$ ).

Следовательно, жаропроизводительность это частный случай калориметрической температуры горения,

$$t_{\max} = t_{\text{кал}} \quad \text{при} \quad \alpha = 1 \quad \text{и} \quad t_T = t_B = 0^\circ \text{C}.$$

При температуре горения, превышающей  $1700^\circ$ , приходится считаться с расходом тепла на диссоциацию продуктов сгорания, обуславливающим снижение температуры горения.

Подобно калориметрической температуре горения расчетная температура определяется составом топлива и условиями его сжигания.

При полном сгорании топлива без избытка воздуха и при начальной температуре топлива и воздуха  $0^\circ$  расчетная температура горения зависит только от свойств топлива и является подобно жаропроизводительности его теплотехнической характеристикой, именуемой теоретической температурой горения  $t_{\text{теор}}$ .

Следовательно,  $t_{\text{теор}}$  является частным случаем расчетной температуры горения

$$t_{\text{теор}} = t_{\text{расч}} \quad \text{при} \quad \alpha = 1 \quad \text{и}$$

$$t_{\text{т}} = t_{\text{в}} = 0^\circ \text{C}.$$

Отличием  $t_{\text{теор}}$  от  $t_{\text{мах}}$  является учет диссоциации продуктов сгорания. При сжигании топлива с высоким содержанием балласта и соответственно низкой температурой горения, например доменного газа или фрезерного торфа,  $t_{\text{теор}}$  практически равна  $t_{\text{мах}}$ , а при сжигании топлива с высокой температурой горения, например мазута или каменного угля, различие между  $t_{\text{мах}}$  и  $t_{\text{теор}}$  достигает  $140^\circ \text{C}$ .

#### ОПРЕДЕЛЕНИЕ КАЛОРИМЕТРИЧЕСКОЙ ТЕМПЕРАТУРЫ ГОРЕНИЯ

Тепловой баланс процесса горения 1 кг или 1 нм<sup>3</sup> топлива в условиях полного сгорания и использования всего тепла для нагрева продуктов сгорания определяется уравнением

$$Q_{\text{н}}^{\text{p}} + C_{\text{т}} t_{\text{т}} + V_{\text{в}} C_{\text{в}} t_{\text{в}} = (V_{\Sigma}^0 C_{\text{пр.сг}} + V_{\text{в}}^{\text{изб}} C_{\text{в}}^{\text{изб}}) t_{\text{кал}};$$

где  $Q_{\text{н}}^{\text{p}}$  — низшая теплота сгорания топлива, ккал/кг или ккал/нм<sup>3</sup>;

$C_{\text{т}}$  — средняя теплоемкость топлива от 0 до  $t_{\text{т}}$  ккал/кг·град или ккал/нм<sup>3</sup>·град;

$V_{\text{в}}$  — объем воздуха, поступающего для сжигания 1 кг или 1 нм<sup>3</sup> топлива, нм<sup>3</sup>;

$t_{\text{в}}$  — температура воздуха, поступающего в топку, °C;

$V_{\Sigma}^0$  — суммарный объем неразбавленных воздухом продуктов сгорания 1 кг или 1 нм<sup>3</sup> топлива, нм<sup>3</sup>;

$C_{\text{пр.сг}}$  — средневзвешенная теплоемкость неразбавленных воздухом продуктов сгорания от 0 до  $t_{\text{кал}}$ , ккал/нм<sup>3</sup>·град;

$V_{\text{в}}^{\text{изб}}$  — объем избыточного воздуха, содержащегося в продуктах сгорания, нм<sup>3</sup>;

$C_{\text{в}}^{\text{изб}}$  — средняя теплоемкость избыточного воздуха от 0 до  $t_{\text{кал}}$ , ккал/нм<sup>3</sup>·град.

$t_{\text{кал}}$  — калориметрическая температура горения, °C.

В соответствии с уравнением теплового баланса калориметрическую температуру горения можно определить по формуле

$$t_{\text{кал}} = \frac{Q_{\text{н}}^{\text{p}} + C_{\text{т}} t_{\text{т}} + V_{\text{в}} C_{\text{в}} t_{\text{в}}}{V_{\Sigma}^0 C_{\text{пр.сг}} + V_{\text{в}}^{\text{изб}} C_{\text{в}}^{\text{изб}}} \quad ^\circ \text{C}. \quad (\text{IX.1})$$

Поскольку теплоемкость продуктов сгорания и избыточного воздуха, нагретых до  $t_{\text{кал}}$ , зависит от калориметрической температуры горения, подсчет ведут по методу последовательных приближений.

$C_{\text{пр.сг}}$  подсчитывают по составу продуктов сгорания по формуле (VII.1) или для упрощения расчета применяют табулированные значения теплоемкостей продуктов сгорания и воздуха, приведенные в табл. 24.

Теплоемкость топлива приведена в гл. VII.

Температуру нагрева воздуха ( $t_v$ ), необходимую для достижения заданной калориметрической температуры горения, можно установить по формуле

$$t_v = \frac{t_{\text{кал}} (V_{\Sigma}^0 C_{\text{пр. сг}} + V_{\text{в}}^{\text{изб}} C_{\text{в}}^{\text{изб}}) - Q_{\text{н}}^0 - C_{\text{т}} t_{\text{т}}}{V_{\text{в}} C_{\text{в}}} \text{ } ^\circ\text{C.} \quad (\text{IX.2})$$

При сгорании неподогретого топлива и воздуха с температурой, близкой к  $0^\circ$ , формула (IX. 1) принимает следующий вид

$$t_{\text{кал}} = Q_{\text{н}}^0 : (V_{\Sigma}^0 C_{\text{пр. сг}} + V_{\text{в}}^{\text{изб}} C_{\text{в}}^{\text{изб}}) \text{ } ^\circ\text{C.} \quad (\text{IX.3})$$

Калориметрическую температуру горения можно определить также на основе жаропроизводительности топлива. Так, при сжигании топлива и воздуха с температурой  $0^\circ \text{C}$  тепловые балансы процесса горения без избытка и с избытком воздуха определяются уравнениями теплового баланса процесса горения

$$Q_{\text{н}}^0 = V_{\Sigma}^0 C_{0-t_{\text{max}}} \cdot t_{\text{max}}$$

и

$$Q_{\text{н}}^0 = (V_{\Sigma}^0 C_{\text{пр. сг}} + V_{\text{в}}^{\text{изб}} C_{\text{в}}^{\text{изб}}) t_{\text{кал}}.$$

Отсюда

$$V_{\Sigma}^0 C_{0-t_{\text{max}}} \cdot t_{\text{max}} = (V_{\Sigma}^0 C_{\text{пр. сг}} + V_{\text{в}}^{\text{изб}} C_{\text{в}}^{\text{изб}}) t_{\text{кал}},$$

$$t_{\text{кал}} = t_{\text{max}} \frac{V_{\Sigma}^0 C_{0-t_{\text{max}}}}{V_{\Sigma}^0 C_{\text{пр. сг}} + V_{\text{в}}^{\text{изб}} C_{\text{в}}^{\text{изб}}} \text{ } ^\circ\text{C.} \quad (\text{IX.4})$$

Для упрощения подсчета делим числитель и знаменатель на  $V_{\Sigma}^0$ . Получаем

$$t_{\text{кал}} = t_{\text{max}} \frac{C_{0-t_{\text{max}}}}{C_{\text{пр. сг}} + \frac{V_{\text{в}}^{\text{изб}}}{V_{\Sigma}^0} C_{\text{в}}^{\text{изб}}} \text{ } ^\circ\text{C.} \quad (\text{IX.5})$$

Заменяя в этой формуле отношение объемов избыточного воздуха, содержащегося в продуктах сгорания, к суммарному стехиометрическому объему продуктов сгорания выражением  $(h-1) \cdot B$ , где  $(h-1)$  — объем избыточного воздуха (в  $\text{лм}^3$ ) на  $1 \text{ лм}^3$  неразбавленных сухих продуктов полного сгорания,  $B$  — отношение объемов сухих и влажных продуктов сгорания), получим

$$t_{\text{кал}} = t_{\text{max}} \frac{C_{0-t_{\text{max}}}}{C_{\text{пр. сг}} + (h-1) B C_{\text{в}}^{\text{изб}}} \text{ } ^\circ\text{C.} \quad (\text{IX.6})$$

При подсчете по формуле (IX.6) отпадает необходимость в определении объема продуктов сгорания, а следовательно, и состава сжигаемого топлива, на основе которого фиксируют объем продуктов сгорания.

При подогреве воздуха калориметрическую температуру горения можно приближенно подсчитать на основе жаропроизводительности топлива по формуле

$$t_{\text{кал}} = t_{\text{max}} \frac{C_{0-t_{\text{max}}}}{C_{\text{пр. сг}} + (h-1) B C_{\text{в}}^{\text{изб}}} + t_v K M \text{ } ^\circ\text{C,} \quad (\text{IX.7})$$

где  $K$  — отношение теплоемкости воздуха в интервале температур от  $0$  до  $t_v$  к теплоемкости неразбавленного воздухом продуктов сгорания в интервале температур от  $0$  до  $t_{\text{max}}$  (значения величины  $K$  приведены в табл. 28);  $M$  — отношение объемов воздуха и продуктов сгорания (см. табл. 18).

Подобно жаропроизводительности калориметрическую температуру подсчитывают с учетом сгорания топлива в абсолютно сухом воздухе  $t_{\text{кал}}$  и в воздухе, содержащем 1% влаги по массе,  $t'_{\text{кал}}$ .

Значения  $t_{\text{кал}}$  различных видов топлива, в зависимости от коэффициента избытка воздуха, приведены в гл. XI—XXVI.

Величина  $t_{\text{кал}}$  в сопоставимых условиях примерно на 30° выше, чем  $t'_{\text{кал}}$ . Приведем пример подсчета  $t'_{\text{кал}}$ .

П о д с ч е т.

Определить калориметрическую температуру горения природного газа, если состав сухих продуктов сгорания:  $\text{CO}_2$  — 11,2%;  $\text{O}_2$  — 1,1%;  $\text{N}_2$  — 87,7%; температура газа  $\sim 0^\circ$ , температура воздуха  $300^\circ\text{C}$ ;  $t'_{\text{макс}}$  природного газа  $2010^\circ\text{C}$ ;  $\text{CO}_{2\text{макс}}$  природного газа — 11,8%;  $B$  — 0,8;  $M$  — 0,9;  $C_{\text{пр.сг}}$  при температуре от 1800 до  $2000^\circ$  — 0,40;  $C_B$  при температуре от 1800 до  $2000^\circ$  — 0,36;  $K$  при  $300^\circ$  — 0,79;  $h = 11,8 : 11,2 = 1,05$

$$t'_{\text{кал}} = 2010 \frac{0,4}{0,4 + (1,05 - 1) \cdot 0,8 \cdot 0,36} + 300 \cdot 0,9 \cdot 0,79 \approx 2150^\circ.$$

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕОРЕТИЧЕСКОЙ ТЕМПЕРАТУРЫ ГОРЕНИЯ

Теоретическая температура горения  $t_{\text{теор}}$  отличается от жаропроизводительности  $t_{\text{макс}}$  тем, что при подсчете  $t_{\text{теор}}$  учитывается теплота диссоциации продуктов горения. При высокой температуре  $\text{CO}_2$  диссоциирует с образованием  $\text{CO}$  и  $\text{O}_2$ , а  $\text{H}_2\text{O}$  — с образованием  $\text{H}_2$  и  $\text{O}_2$ .

Степень диссоциации возрастает с повышением температуры и снижением парциального давления  $\text{CO}_2$  и  $\text{H}_2\text{O}$ .

Так, при парциальном давлении  $\text{CO}_2$  0,2 *ата*, при сжигании углерода при атмосферном давлении в стехиометрическом объеме воздуха и содержании в продуктах сгорания 20%  $\text{CO}_2$ , при  $1800^\circ$  диссоциирует около 3,7%  $\text{CO}_2$ , при  $1900^\circ$  — около 6%, при  $2000^\circ$  — около 10%, при  $2100^\circ$  — около 15%, при  $2200^\circ$  — около 23%.

Таким образом, с повышением температуры диссоциация  $\text{CO}_2$  быстро возрастает, и при  $3000^\circ$  диссоциирует около 90%  $\text{CO}_2$ .

При понижении парциального давления  $\text{CO}_2$  степень диссоциации возрастает. Так, например, при  $2000^\circ$  и давлении  $\text{CO}_2$  1 *ата* диссоциирует около 6% двуокиси углерода, при давлении  $\text{CO}_2$  0,2 *ата* диссоциирует около 10% и при давлении 0,1 *ата* — около 12,5%.

Водяной пар диссоциирует при равных температурах и давлениях в значительно меньшей степени, чем двуокись углерода. Так, при  $2000^\circ$  и парциальном давлении 1 *ата* диссоциирует около 2%  $\text{H}_2\text{O}$ , при давлении 0,2 *ата* — около 3,5% и при давлении 0,1 *ата* — около 4%.

Таким образом, степень диссоциации водяного пара при температуре  $2000^\circ$  примерно вдвое меньше степени диссоциации двуокиси углерода.

При подсчете температуры в топках при сжигании топлива с высокой жаропроизводительностью, и в особенности при подогреве воздуха, необходимо считаться с понижением температуры вследствие диссоциации продуктов сгорания.

Методика подсчета температуры горения с учетом диссоциации продуктов сгорания была разработана акад. Н. С. Курнаковым и получила широкое применение в расчетах металлургических процессов [47] и процессов горения. Метод подсчета в большой степени осложняется необходимостью учета изменения вследствие диссоциации двух величин — температуры и объема продуктов горения.

Следует отметить, что при высокой температуре необходимо считаться не только с диссоциацией двуокиси углерода с образованием окиси углерода и кислорода и диссоциацией водяного пара с образованием водорода и кислорода, но и с более далеко идущей диссоциацией продуктов горения с образо-





Теплосодержание продуктов диссоциации 1 нм<sup>3</sup> Н<sub>2</sub>О в большей степени отличается от теплосодержания исходного водяного пара

$$C_{\text{H}_2\text{O}}^{0-2000} = 0,4688 \text{ ккал/нм}^3 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$C_{\text{H}_2}^{0-2000} + 0,5 \cdot C_{\text{O}_2}^{0-2000} = 0,3362 + 0,5 \cdot 0,3748 = 0,5236 \text{ ккал/нм}^3 \text{ Н}_2\text{О } ^\circ\text{C};$$

$$\text{Н}_2\text{О} = \frac{(0,5236 - 0,4688) \cdot 100}{0,4688} \approx + 11 \%.$$

Итак, теплосодержание продуктов диссоциации СО<sub>2</sub> несколько ниже теплосодержания исходной двуокиси углерода, а теплосодержание продуктов диссоциации Н<sub>2</sub>О выше, чем у исходного водяного пара.

С учетом того обстоятельства, что СО<sub>2</sub> диссоциирует в сопоставимых условиях в большей степени, чем водяной пар, суммарные отклонения в теплосодержании продуктов диссоциации и исходных газов у большинства видов топлива в значительной степени нивелируются.

Поскольку при температурах до 2100° диссоциирует лишь малая часть СО<sub>2</sub> и Н<sub>2</sub>О и, следовательно, еще меньшая часть суммарного объема продуктов сгорания топлива, содержащих высокий процент азота, можно для упрощенного подсчета теоретической и расчетной температур горения принять, что произведение объемов продуктов сгорания на их средневзвешенную теплоемкость в температурном интервале от 0° до  $t_{\text{теор}}$  не меняется в результате диссоциации СО<sub>2</sub> и Н<sub>2</sub>О [6].

При таком допущении теоретическая температура горения может быть подсчитана по формуле

$$t_{\text{теор}} = \frac{Q_{\text{н}} - Q_{\text{дисс}}}{V \cdot C}, \quad (\text{IX.8})$$

где  $Q_{\text{н}}$  — низшая теплота сгорания топлива, ккал/кг или ккал/нм<sup>3</sup>;

$Q_{\text{дисс}}$  — теплота диссоциации продуктов сгорания, образующихся при сгорании 1 кг или 1 нм<sup>3</sup> топлива, ккал/кг или ккал/нм<sup>3</sup>;

$V$  — объем продуктов сгорания, нм<sup>3</sup>/кг или нм<sup>3</sup>/нм<sup>3</sup>;

$C$  — средневзвешенная теплоемкость продуктов сгорания от 0° до  $t_{\text{теор}}$  ккал/нм<sup>3</sup>, °C.

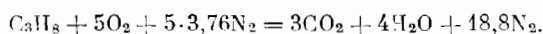
{ Значения средневзвешенной теплоемкости продуктов сгорания от 0° до  $t$  приведены в табл. 24.

Следовательно, упрощенный подсчет теоретической температуры горения  $t_{\text{теор}}$  отличается от подсчета жаропроизводительности  $t_{\text{мах}}$  лишь необходимостью учета теплоты диссоциации  $Q_{\text{дисс}}$ .

Данные о степени диссоциации СО<sub>2</sub> и Н<sub>2</sub>О при различных температурах и парциальных давлениях приведены в табл. 32, 33.

В качестве примера приводим подсчет теоретической температуры горения пропана.

Низшая теплота сгорания пропана 21 800 ккал/нм<sup>3</sup>. Уравнение горения пропана в стехиометрическом объеме воздуха



Объем продуктов сгорания 25,8 нм<sup>3</sup>.

Состав продуктов сгорания СО<sub>2</sub> — 11,5%; Н<sub>2</sub>О — 15,5%; N<sub>2</sub> — 73,0%.

Задаемся температурой горения 2000° и подсчитываем значение теплоты диссоциации СО<sub>2</sub> и Н<sub>2</sub>О при парциальных давлениях 0,115 и 0,155 ага и температуре 2000°. Степень диссоциации СО<sub>2</sub>  $a = 0,12$  (табл. 32).

Теплота диссоциации СО<sub>2</sub>:

$$Q_{\text{дисс}}^{\text{CO}_2} = V_{\text{CO}_2} \cdot a Q_{\text{CO}} = 3 \cdot 0,12 \cdot 3030 = 1090 \text{ ккал.}$$

Степень диссоциации Н<sub>2</sub>О  $b = 0,036$  (табл. 33).

Частичное давление двуокиси углерода, атм

t, °C	Rate of crystallization, %																								
	0,03	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,10	0,12	0,14	0,16	0,18	0,20	0,25	0,30	0,35	0,40	0,45	0,50	0,60	0,70	0,80	0,90	1,00	
1500	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	
1600	2,2	2,0	1,9	1,8	1,7	1,6	1,55	1,5	1,45	1,4	1,35	1,3	1,3	1,2	1,1	1,0	0,95	0,9	0,85	0,83	0,79	0,75	0,72	0,7	
1700	4,1	3,8	3,5	3,3	3,1	3,0	2,9	2,8	2,6	2,5	2,4	2,3	2,2	2,0	1,9	1,8	1,75	1,7	1,65	1,6	1,5	1,4	1,3	1,3	
1800	6,9	6,3	5,9	5,5	5,2	5,0	4,8	4,6	4,4	4,2	4,0	3,8	3,7	3,5	3,3	3,1	3,0	2,9	2,75	2,6	2,5	2,4	2,3	2,2	
1900	11,1	10,1	9,5	8,9	8,5	8,1	7,8	7,6	7,2	6,8	6,5	6,3	6,1	5,6	5,3	5,1	4,9	4,7	4,5	4,3	4,1	3,9	3,7	3,6	
2000	18,0	16,5	15,4	14,6	13,9	13,4	12,9	12,5	11,8	11,2	10,8	10,4	10,0	9,4	8,8	8,4	8,0	7,7	7,4	7,1	6,8	6,5	6,2	6,0	
2100	25,9	23,9	22,4	21,3	20,3	19,6	18,9	18,3	17,3	16,6	15,9	15,3	14,9	13,9	13,1	12,5	12,0	11,5	11,2	10,5	10,1	9,7	9,3	9,0	
2200	37,6	35,1	33,1	31,5	30,3	29,2	28,3	27,5	26,1	25,0	24,1	23,3	22,6	21,2	20,1	19,2	18,5	17,9	17,3	16,4	15,6	15,0	14,5	14,0	
2300	47,6	44,7	41,5	40,7	39,2	37,9	36,9	35,9	34,3	32,9	31,8	30,9	30,0	28,2	26,9	25,7	24,8	24,0	23,2	22,1	21,1	20,3	19,6	19,0	
2400	59,0	56,0	53,7	51,8	50,2	48,8	47,6	46,5	44,6	43,1	41,8	40,6	39,6	37,5	35,8	34,5	33,3	32,3	31,4	29,9	28,7	27,7	26,8	26,0	
2500	69,1	66,3	64,1	62,2	60,6	59,3	58,0	56,9	55,0	53,4	52,0	50,7	49,7	47,3	45,4	43,9	42,6	41,4	40,4	38,7	37,2	36,0	34,9	34,0	
2600	77,7	75,2	73,3	71,6	70,2	68,9	67,8	66,7	64,9	63,4	62,0	60,8	59,7	57,4	55,5	53,8	52,4	51,2	50,1	48,2	46,6	45,3	44,1	43,0	
2700	84,4	82,5	81,1	79,8	78,6	77,6	76,6	75,7	74,1	72,8	71,6	70,5	69,4	67,3	65,5	63,9	62,6	61,3	60,3	58,4	56,8	55,4	54,1	53,0	
2800	89,6	88,3	87,2	86,1	85,2	84,4	83,7	83,0	81,7	80,6	79,6	78,7	77,9	76,1	74,5	73,2	71,9	70,8	69,9	68,1	66,6	65,3	64,1	63,0	
2900	93,2	92,2	91,4	90,6	90,0	89,4	88,8	88,3	87,4	86,5	85,8	85,1	84,5	83,0	81,8	80,7	79,7	78,8	78,0	76,5	75,2	74,0	73,0	72,0	
3000	95,6	94,9	94,4	93,9	93,5	93,1	92,7	92,3	91,7	91,1	90,6	90,1	89,6	88,5	87,6	86,8	86,0	85,4	84,7	83,6	82,5	81,7	80,8	80,0	

Степень диссоциации водяного пара, б %

105.

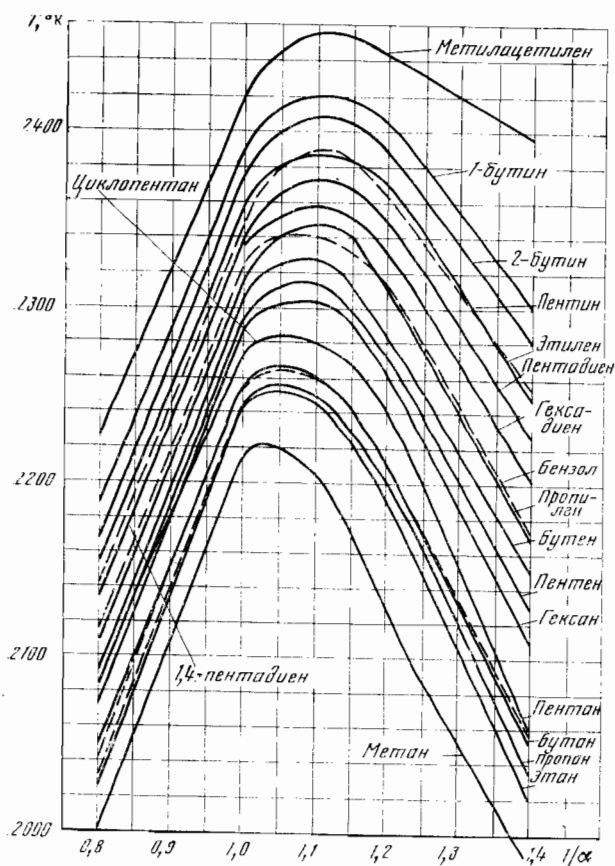


Рис. 13. Соотношение теоретических и расчетных температур горения углеводородов

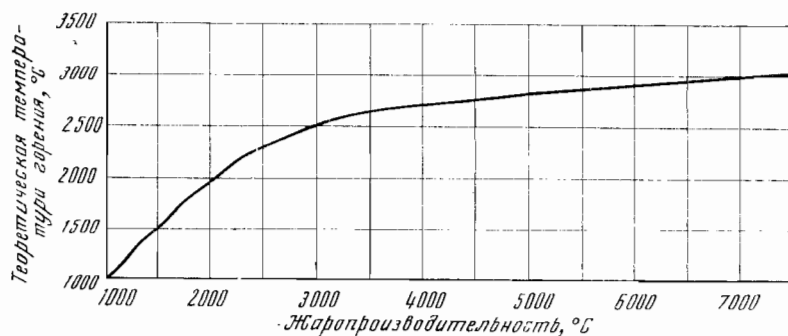


Рис. 14. Соотношение жаропродуктивности и теоретической температуры горения

Теплота диссоциации  $\text{H}_2\text{O}$ :

$$Q_{\text{дисс}}^{\text{H}_2\text{O}} = V_{\text{H}_2\text{O}} \cdot bQ_{\text{H}_2} = 4 \cdot 0,36 \cdot 2580 = 370 \text{ ккал.}$$

Суммарная теплота диссоциации:

$$Q_{\text{дисс}}^{\Sigma} = Q_{\text{дисс}}^{\text{CO}_2} + Q_{\text{дисс}}^{\text{H}_2\text{O}} = 1090 + 370 = 1460 \text{ ккал.}$$

Теоретическая температура горения:

$$t_{\text{теор}} = \frac{Q_{\text{н}} - Q_{\text{дисс}}}{VC} = \frac{21800 - 1460}{25,8 \cdot 0,4} = 1970^\circ \text{C} \cong 2240^\circ \text{K.}$$

Для сопоставления на рис. 13 приведены значения теоретической температуры горения при атмосферном давлении различных углеводородов. Значение теоретической температуры горения (при  $\alpha = 1$ ) пропана равно около  $2250^\circ \text{K}$ .

Подсчитанная аналогичным образом по упрощенной методике теоретическая температура горения метана равна  $1930^{\circ}\text{C}$ , или  $\sim 2200^{\circ}\text{K}$ .

Значение теоретической температуры горения метана по графику, приведенному на рис. 13, равно  $2220^{\circ}\text{K}$ . Теоретическая температура горения бензола, подсчитанная по формуле (IX. 8), равна  $2060^{\circ}\text{C}$ , или около  $2330^{\circ}\text{K}$  и мало отличается от температуры, приведенной на указанном графике ( $2340^{\circ}\text{K}$ ).

Таким образом, для определения теоретической температуры горения, развиваемой в условиях сжигания топлива в воздухе (до  $2100^{\circ}\text{C}$ ), можно пользоваться с достаточной для технических расчетов степенью точности простой методикой подсчета [6].

При  $t_{\text{max}}$  порядка  $2200^{\circ}\text{C}$   $t_{\text{теор}} = t_{\text{max}} \cdot 0,93$ , а при  $t_{\text{max}}$  порядка  $2100^{\circ}\text{C}$   $t_{\text{теор}} = t_{\text{max}} \cdot 0,94$  [49].

Необходимо отметить, что при сжигании топлива в кислороде или обогащенном кислородом воздухе при температурах значительно более высоких необходимо подсчитывать температуру горения с учетом образования сложной гаммы продуктов диссоциации. В этих случаях различие между теоретической температурой горения и жаропроизводительностью, подсчитываемой без учета диссоциации, очень велико, как это видно из графика (рис. 14).

Теоретическую температуру горения, подсчитанную при сжигании в абсолютно сухом воздухе, обозначают  $t_{\text{теор}}$ , а при учете содержания в воздухе 1% влаги по массе  $t'_{\text{теор}}$ .

Различие между  $t_{\text{теор}}$  и  $t'_{\text{теор}}$  — около  $30^{\circ}$   $t'_{\text{теор}} \cong t_{\text{теор}} - 30^{\circ}$ .

#### ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНОЙ ТЕМПЕРАТУРЫ ГОРЕНИЯ

Расчетную температуру горения с учетом диссоциации продуктов сгорания, подогрева воздуха и топлива и содержания в продуктах сгорания избыточного воздуха можно подсчитать по формуле

$$t_{\text{расч}} = \frac{Q_{\text{H}} - Q_{\text{дисс}} + V_{\text{B}} C_{\text{B}} t_{\text{B}} + V_{\text{T}} C_{\text{T}} t_{\text{T}}}{V_{\text{п.сг}} C_{\text{п.сг}} + V_{\text{B}} C_{\text{B}}} \% \quad (\text{IX.9})$$

Значения теплоемкостей продуктов сгорания  $C_{\text{п.сг}}$  воздуха  $C_{\text{B}}$  и топлива  $C_{\text{T}}$  приведены в главе IX.

Расчетную температуру горения можно определить также на основе калориметрической температуры горения с введением поправочного коэффициента  $\phi$ .

$$t_{\text{расч}} = \phi t_{\text{кал}} \quad (\text{IX.10})$$

Для природного и сжиженного газов коэффициент  $\phi$  равен около 0,95 при калориметрической температуре горения от  $2000$  до  $2100^{\circ}$  и около 0,96 при калориметрической температуре горения от  $1900$  до  $2000^{\circ}$  [222].

## ФИЗИЧЕСКОЕ ТЕПЛО ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ И ПОТЕРИ ТЕПЛА С УХОДЯЩИМИ ГАЗАМИ И ВСЛЕДСТВИЕ НЕПОЛНОТЫ СГОРАНИЯ

При сжигании топлива его потенциальное тепло преобразуется в физическое или располагаемое тепло продуктов сгорания  $Q_{\text{пр.сг}}$ . Физическое тепло продуктов сгорания используется в установках ( $Q_1$ ) и частично теряется с уходящими газами в окружающую среду ( $Q_2$ ).

Физическое тепло продуктов сгорания и потери тепла с уходящими газами можно подсчитать двумя методами: на основе теплоты сгорания топлива или на основе его жаропроизводительности.

### ПОДСЧЕТ ФИЗИЧЕСКОГО ТЕПЛА ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ И ПОТЕРЬ ТЕПЛА С УХОДЯЩИМИ ГАЗАМИ НА ОСНОВЕ ТЕПЛОТЫ СГОРАНИЯ ТОПЛИВА

Физическое тепло продуктов сгорания определяют по формуле

$$Q_{\text{пр.сг}} = V_{\Sigma} C_{\text{пр.сг}} t_{\text{пр.сг}} \text{ ккал}, \quad (\text{X.1})$$

где  $V_{\Sigma}$  — суммарный объем продуктов сгорания, определяемый по формуле (III.15);

$t_{\text{пр.сг}}$  — температура продуктов сгорания, °C;

$C_{\text{пр.сг}}$  — средняя теплоемкость продуктов сгорания от 0 до  $t_{\text{пр.сг}}$ , ккал/нм<sup>3</sup>-град.

Физическое тепло продуктов сгорания в процентах по отношению к теплоте сгорания сжигаемого топлива подсчитывают по формуле

$$q_{\text{пр.сг}} = \frac{Q_{\text{пр.сг}} \cdot 100}{B_{\text{т}} \cdot Q_{\text{н}}^{\text{р}}} = \frac{V_{\Sigma} C_{\text{пр.сг}} t_{\text{пр.сг}}}{B_{\text{т}} \cdot Q_{\text{н}}^{\text{р}}} 100\%, \quad (\text{X.2})$$

где  $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$  — низшая теплота сгорания топлива (ккал/кг для твердого и жидкого топлива или ккал/нм<sup>3</sup> для газообразного);

$B_{\text{т}}$  — количество сжигаемого топлива (кг для твердого и жидкого, нм<sup>3</sup> для газообразного).

Для подсчета физического тепла продуктов сгорания по формуле (X.2) необходимо располагать данными: о составе и температуре продуктов сгорания, о количестве сжигаемого топлива и его теплоте сгорания и, наконец, о составе топлива, на основе которого подсчитывают объем продуктов сгорания. По формуле (X.2) можно подсчитать также физическое тепло уходящих газов, отводимых из установки, т. е. потери тепла с уходящими газами.

Однако в большинстве случаев потери тепла с уходящими газами определяют по разности между физическим теплом уходящих газов и физическим теплом воздуха, поступающим в установку. При таком методе подсчета потери тепла с уходящими газами  $Q_2$  определяют по формуле

$$Q_2 = V_{\text{у.г}} C_{\text{у.г}} t_{\text{у.г}} - V_{\text{в}} C_{\text{в}} t_{\text{в}} \text{ ккал}, \quad (\text{X.3})$$

где  $V_{\text{у.г}}$  и  $V_{\text{в}}$  — объемы уходящих газов и воздуха, нм<sup>3</sup>;

$t_{\text{у.г}}$  и  $t_{\text{в}}$  — температуры уходящих газов и воздуха, °C;

$C_{\text{у.г}}$  и  $C_{\text{в}}$  — средняя объемная теплоемкость уходящих газов и воздуха, ккал/нм<sup>3</sup> °C.

Подсчет по формуле (X.3) обычно упрощают, приравнявая объемы и теплоемкости уходящих газов и воздуха, т. е. принимая

$$V_{\text{у.г}} = V_{\text{в}} \text{ и } C_{\text{у.г}} = C_{\text{в}}.$$

В этом случае формула (X.3) принимает вид

$$Q_2 = V_{y.r} C_{y.r} (t_{y.r} - t_n) \text{ ккал.} \quad (X.4)$$

При указанном допущении потери тепла с уходящими газами несколько завышаются, так как объем  $V_{y.r}$  превышает объем воздуха, а теплоемкость продуктов сгорания в интервале температур от 0 до  $t_{y.r}$  выше теплоемкости воздуха от 0 до  $t_n$ .

Для повышения точности подсчета в формулу (X.4) можно ввести коэффициент

$$l = \frac{V_B C_B}{V_{y.r} C_{y.r}}. \quad (X.5)$$

Значения величины  $l$  для температуры уходящих газов 200—300° С, температуры воздуха 20—30° и коэффициента избытка воздуха около 1,5 следующие (округленно):

Антрацит . . . . .	0,9	Природный газ . . . . .	0,85
Каменный уголь . . . . .	0,9	Коксовый газ . . . . .	0,8
Бурый уголь . . . . .	0,85	Генераторный газ из битуми-	
Сланцы . . . . .	0,8	позных топлив . . . . .	0,6
Торф . . . . .	0,75	Генераторный газ из топлив	
Дрова . . . . .	0,75	ТОПЛИВ . . . . .	0,5
Жидкое топливо . . . . .	0,9	Доменный газ . . . . .	0,5
Нефтяные газы . . . . .	0,9		

С учетом коэффициента  $l$

$$Q_2 = V_{y.r} C_{y.r} (t_{y.r} - l t_n) \text{ ккал.} \quad (X.6)$$

При составлении тепловых балансов котлов и печей обычно не подсчитывают физическое тепло топлива, если оно подается в топку неподогретым, и тогда потери тепла с уходящими газами закономерно подсчитывать по формуле

$$Q_2 = V_{y.r} C_{y.r} t_{y.r} - (V_B C_B t_B + B_T C_T t_T) \text{ ккал.} \quad (X.7)$$

При температуре топлива около 20° величина  $l'$  близка к единице

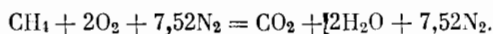
$$l' = \frac{V_B C_B + B_T C_T}{V_{\Sigma} C_{\Sigma}} \cong 1. \quad (X.8)$$

В соответствии с этим потери тепла с уходящими газами можно подсчитать по формуле (X.4) без введения поправочного коэффициента

П о д с ч е т.

Сжигается природный газ с коэффициентом избытка воздуха  $\alpha = 1,2$ . Температура природного газа и воздуха 20° С; температура уходящих газов 200° С. Определить величину  $l'$ .

Уравнение горения природного газа (метана)



Расход воздуха при  $\alpha = 1,2$

$$V_B = 1,2 \cdot (2 + 7,52) = 11,42 \text{ нм}^2.$$

Объем продуктов сгорания при  $\alpha = 1,2$

$$V_{\Sigma} = \text{CO}_2 + 2\text{H}_2\text{O} + 7,52\text{N}_2 + (\alpha - 1) V_B = \text{CO}_2 + 2\text{H}_2\text{O} + 7,52\text{N}_2 + 1,2 V_B = 12,42 \text{ нм}^3.$$

Теплоемкость (см. табл. 24 и 26):

природного газа при 20° С — 0,37 ккал/нм<sup>3</sup> °С,

воздуха при 20°С — 0,31 ккал/м³ °С,  
продукто сгорания при 200°С 0,33 ккал/м³ °С.

$$\nu = \frac{11,42 \cdot 0,31 + 1 \cdot 0,37}{12,42 \cdot 0,33} = 0,95.$$

В этих условиях потери тепла с уходящими газами можно подсчитать по формуле (X.4) без введения поправочного коэффициента

$$q_2 = \frac{Q_2 \cdot 100}{B_T \cdot Q_H^p} = \frac{[V_{y,r} C_{y,r} t_{y,r} - (V_v C_v t_v + B_T C_T t_T)] \cdot 100}{B_T Q_H^p} \% . \quad (X.9)$$

При сжигании твердого топлива и наличии значительных потерь тепла вследствие механической неполноты горения ( $q_4$ ), обусловленной провалом топлива сквозь колосниковую решетку, содержанием несгоревших частиц топлива в золе, шлаках и дымовых газах, потери тепла с уходящими газами корректируют с учетом

$$q_2 = \frac{Q_2(100 - q_4)}{B_T Q_H^p} \% . \quad (X.10)$$

При нагреве топлива в паровых подогревателях или иных устройствах, не входящих в состав котлоагрегата или печной установки, т. е. работающих не путем использования тепла уходящих газов,  $q_2$  определяют, вводя величину  $Q_p^p$  — располагаемое тепло рабочего топлива

$$q_2 = \frac{Q_2(100)}{B_T Q_p^p} \% . \quad (X.11)$$

или

$$q_2 = \frac{Q_2(100 - q_4)}{B_T Q_p^p} \% . \quad (X.11a)$$

Располагаемое тепло топлива [39] подсчитывают по формуле

$$Q_p^p = Q_H^p + Q_T + Q_{\Phi} + Q_v \text{ ккал/кг}, \quad (X.12)$$

где  $Q_T$  — физическое тепло нагретого топлива, ккал/кг (для газа ккал/м³);  
 $Q_{\Phi}$  — физическое тепло пара, используемого в форсунках для распыливания мазута, ккал/кг топлива;  
 $Q_v$  — физическое тепло нагретого воздуха, ккал/кг топлива.

#### ПОДСЧЕТ ФИЗИЧЕСКОГО ТЕПЛА ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ И ПОТЕРЬ ТЕПЛА С УХОДЯЩИМИ ГАЗАМИ НА ОСНОВЕ ЖАРОПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ТОПЛИВА

Из уравнения теплового баланса процесса горения топлива в стехиометрическом объеме воздуха

$$Q_H^p = V_{\Sigma}^0 \cdot C_{0-t_{\max}} \cdot t_{\max}$$

ясна возможность замены в формуле (X.2) весьма малостабильной величины — теплоты сгорания топлива  $Q_H$  значительно более постоянной для определенных классов топлива характеристикой — жаропроизводительностью ( $t_{\max}$ ).

При полном сгорании топлива в стехиометрическом количестве воздуха физическое тепло продуктов сгорания и потери тепла с уходящими газами



можно подсчитать по формуле

$$q_2 = \frac{V_{\Sigma}^0 C_{0-t_{\text{пр.сг}}} \cdot t_{\text{пр.сг}}}{V_{\Sigma}^0 C_{0-t_{\text{max}}} t_{\text{max}}} 100\%, \quad (\text{X.13})$$

где  $V_{\Sigma}^0$  — объем продуктов сгорания в стехиометрическом количестве воздуха,  $\text{нм}^3/\text{кг}$  твердого или жидкого топлива или  $\text{нм}^3/\text{нм}^3$  газа;

$C_{0-t_{\text{пр.сг}}}$  — теплоемкость продуктов сгорания от 0 до температуры продуктов сгорания,  $\text{ккал}/\text{нм}^3 \text{ } ^\circ\text{C}$ ;

$C_{0-t_{\text{max}}}$  — средняя теплоемкость продуктов сгорания от 0 до максимальной температуры горения,  $\text{ккал}/\text{нм}^3 \text{ } ^\circ\text{C}$ .

Соотношение теплоемкости неразбавленных воздухом продуктов сгорания от 0 до температуры продуктов сгорания ( $t_{\text{пр.сг}}$ ) и от 0 до максимальной температуры продуктов сгорания, определяемой жаропроизводительностью топлива, легко установить на основе рассмотренного выше постоянства теплоемкостей продуктов сгорания различных видов топлива в определенном температурном интервале.

Это позволяет заменить соотношение  $\frac{C_{0-t_{\text{пр.г}}}}{C_{0-t_{\text{max}}}}$  в формуле (X.13) постоянной величиной  $C'$ , зависящей только от температуры продуктов сгорания и жаропроизводительности сжигаемого топлива

$$q_2 = \frac{t_{\text{пр.сг}}}{t_{\text{max}}} C' \cdot 100\%. \quad (\text{X.14})$$

Значения величины  $C'$  даны в табл. 28.

При сжигании топлива с коэффициентом расхода воздуха менее единицы в формулу (X.13) вводится множитель  $h$

$$q_2 = \frac{t_{\text{пр.сг}}}{t_{\text{max}}} \cdot C' h 100\%. \quad (\text{X.15})$$

При сжигании топлива с избытком воздуха физическое тепло продуктов сгорания можно подсчитать по формуле

$$q_2 = \left[ \frac{t_{\text{у.г}}}{t_{\text{max}}} C' 100 + \frac{t_{\text{у.г}} (h-1) BK}{t_{\text{max}}} 100 \right] \%$$

или

$$q_2 = \frac{t_{\text{у.г}}}{t_{\text{max}}} [C' + (h-1) BK] 100\%, \quad (\text{X.16})$$

где  $h$  — коэффициент разбавления сухих продуктов сгорания, определяемый по формуле (V.19);

$B$  — отношение объемов сухих и влажных продуктов сгорания (значения величины  $B$  приведены в табл. 22, 23);

$(h-1)B$  — содержание воздуха в  $\text{нм}^3$  на 1  $\text{нм}^3$  неразбавленных воздухом влажных продуктов полного сгорания;

$K$  — отношение средней теплоемкости воздуха в интервале температур от 0 до  $t_{\text{у.г}}$  к теплоемкости неразбавленного воздухом продуктов полного сгорания в интервале температур от 0 до  $t_{\text{max}}$  (см. табл. 28).

Остальные обозначения те же, что и в формуле (X.14).

При учете температуры поступающего воздуха формула (X.16) приобретает вид

$$q_2 = \frac{t_{\text{у.г}} - t_{\text{в}}}{t_{\text{max}}} [C' + (h-1) BK] 100\%. \quad (\text{X.17})$$

Формулы (X.14) и (X.17) справедливы для условий сжигания топлива в абсолютно сухом воздухе.

При сжигании топлива в воздухе, содержащем 1% влаги по массе, как это принято в нормативном методе теплового расчета котельного агрегата, жаропроизводительность снижается примерно на 30°.

Жаропроизводительность топлива с учетом содержания указанного количества влаги в воздухе  $t'_{\max}$  приведена в гл. XI—XXVII.

В соответствии с этим потери тепла с уходящими газами подсчитывают по формуле

$$q_2 = \frac{t_{y.r} - t_b}{t'_{\max}} [C' + (h - 1) BK] \cdot 100\% . \quad (X.18)$$

Потери тепла с уходящими газами при внешнем подогреве воздуха и топлива можно подсчитать по жаропроизводительности топлива по формулам

$$q_2 = \frac{t_{y.r}}{t_{\max} (1 + n\beta' + mt_T)} [C' + (h - 1) BK] 100\% \quad (X.18a)$$

или

$$q_2 = \frac{t_{y.r} - t_{x.b}}{t_{\max} (1 + n\beta' + mt_T)} [C' + (h - 1) BK] 100\% , \quad (X.19)$$

где  $n$  — коэффициент, определяющий отношение физического тепла воздуха, нагретого на 1°, к низшей теплоте сгорания топлива;

$t$  — температура внешнего нагрева воздуха  $t_b$  30° С ( $t_{x.b}$ );

$\beta'$  — отношение действительного объема нагретого воздуха к теоретически необходимому;

$m$  — коэффициент, определяющий отношение физического тепла топлива, нагретого на 1°, к низшей теплоте сгорания топлива;

$t_T$  — температура топлива, °С.

Значения коэффициента  $m$  при внешнем подогреве (до температуры  $t$ ) для топлива различного вида следующие:

Газ природный, нефтепромысловый . . . . .	0,00005· $t$
Газ доменный . . . . .	0,00035· $t$
Газ генераторный из тощего топлива . . . . .	0,0003· $t$
Газ генераторный из битуминозного топлива . . . . .	0,0002· $t$
Жидкое топливо . . . . .	0,00005· $t$
Каменный уголь, антрацит . . . . .	0,00005· $t$
Бурый уголь с $W^P$ до 30% . . . . .	0,0001· $t$
Бурый уголь с $W^P$ от 30 до 40% . . . . .	0,00015· $t$
Бурый уголь с $W^P$ выше 40% . . . . .	0,0003· $t$
Торф с $W^P$ до 20% . . . . .	0,0002· $t$
Торф с $W^P$ от 20 до 30% . . . . .	0,00015· $t$
Торф с $W^P$ от 30 до 40% . . . . .	0,0002· $t$
Торф с $W^P$ от 40 до 50% . . . . .	0,0003· $t$

Коэффициент  $n$  при внешнем подогреве воздуха для различных видов топлива имеет следующие значения:

Газы природный, нефтепромысловый, нефтезаводской, сжиженный . . . . .	0,00035· $\Delta t\beta'$
Коксовый газ . . . . .	0,0003· $\Delta t\beta'$
Газы доменный, воздушный, смешанный генераторный . . . . .	0,00025· $\Delta t\beta'$
Жидкое топливо . . . . .	0,00035· $\Delta t\beta'$
Каменный уголь, антрацит, кокс . . . . .	0,00035· $\Delta t\beta'$
Бурый уголь, торф, дрова с $W^P$ до 40% . . . . .	0,00035· $\Delta t\beta'$
Бурый уголь, торф, дрова с $W^P$ более 40% . . . . .	0,0004· $\Delta t\beta'$

Формула (X.18) справедлива для всех видов топлива и для совместного сжигания различных видов топлива. При сжигании одного вида топлива с мало меняющимся содержанием балласта можно подставить в формулу (X.18) значения  $t_{\max}$  и  $B$  для данного вида топлива и значения  $C'$  и  $K$  для определенных температурных интервалов продуктов сгорания. Подставляя далее в формулу значения величины  $(h - 1)$  в зависимости от содержания в продуктах сгорания углеродсодержащих газов, т. е.  $\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4$ , получаем простую формулу для подсчета располагаемого тепла продуктов сгорания и потерь тепла с уходящими газами [6]

$$q_2 = 0,01Z(t_{y.r} - t_n) \% \quad (\text{X.20})$$

Значения величины  $Z$  для различных температурных интервалов продуктов сгорания, в зависимости от степени разбавления их воздухом, т. е. от содержания в продуктах сгорания суммы  $(\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4)$ , даны в гл. XI—XXVII.

Проф. С. Я. Корницкий предложил для подсчета потерь тепла с уходящими газами формулу

$$q_2 = (K' + K''\alpha) \frac{t_{y.r} - t_n}{100} \%$$

и привел значения коэффициентов  $K'$  и  $K''$  для продуктов сгорания, отводимых из паровых котлов [44].

Работы С. Я. Корницкого были развиты Я. Л. Пеккером [50].

#### ПОДСЧЕТ ПОТЕРЬ ТЕПЛА ВСЛЕДСТВИЕ ХИМИЧЕСКОЙ НЕПОЛНОТЫ ГОРЕНИЯ НА ОСНОВЕ ТЕПЛОТЫ СГОРАНИЯ ТОПЛИВА

Потери тепла вследствие химической неполноты сгорания, обусловленные содержанием в продуктах неполного сгорания газообразных горючих компонентов  $\text{CO}$ ,  $\text{H}_2$  и  $\text{CH}_4$ , можно подсчитать на основе теплоты сгорания топлива  $Q_H^p$  или исходя из теплоты сгорания топлива, отнесенной к  $1 \text{ м}^3$  сухих продуктов сгорания в стехиометрическом объеме воздуха —  $P$ .

При подсчете по первому методу суммарные потери тепла определяют по формуле

$$Q_3 = V_{c.r} (30,2\text{CO} + 25,8\text{H}_2 + 85,5\text{CH}_4) \text{ ккал}, \quad (\text{X.21})$$

где  $\text{CO}$ ,  $\text{H}_2$  и  $\text{CH}_4$  — содержание окиси углерода, водорода и метана в сухих продуктах неполного сгорания, % по объему; 30,2; 25,8 и 85,5 — теплота сгорания 1% соответственно  $\text{CO}$ ,  $\text{H}_2$  и  $\text{CH}_4$ , ккал/м<sup>3</sup> продуктов неполного сгорания.

Потери тепла вследствие химической неполноты горения в процентах к теплоте сгорания топлива определяют по формуле

$$q_3 = \frac{Q_3 \cdot 100}{B_T \cdot Q_H^p} = \frac{V_{c.r} (30,2\text{CO} + 25,8\text{H}_2 + 85,5\text{CH}_4) 100}{B_T \cdot Q_H^p} \% \quad (\text{X.22})$$

При сжигании кокса, антрацита, тощих каменных углей и других видов твердого топлива с малым содержанием водорода, а также доменного, ваграночного и воздушного генераторного газов потери тепла вследствие химической неполноты горения обусловлены лишь содержанием  $\text{CO}$ .

В этих условиях  $q_3$  можно подсчитать по формуле

$$q_3 = \frac{V_{c.r} \cdot 30,2\text{CO} \cdot 100}{B_T \cdot Q_H^p} \quad (\text{X.23})$$

# **ПОДСЧЕТ ПОТЕРЬ ТЕПЛА ВСЛЕДСТВИЕ ХИМИЧЕСКОЙ НЕПОЛНОТЫ ГОРЕНИЯ НА ОСНОВЕ ОБОБЩЕННЫХ КОНСТАНТ**

В формулу (X. 22) для подсчета потерь тепла вследствие химической неполноты горения входят три переменные величины, требующие определения: в числителе объем сухих продуктов сгорания  $V_{с.г.}$ , а в знаменателе теплота сгорания топлива  $Q_H^p$  и количество сжигаемого топлива  $B_T$ .

Путем деления числителя и знаменателя дроби на теоретический объем сухих продуктов сгорания  $V_{с.г.}^0$ , формула (X.22) приобретает вид

$$q_3 = \frac{(30,2CO + 25,8H_2 + 85,5CH_4) \cdot h_{10}}{P} \% , \quad (X.24)$$

где  $h$  — коэффициент разбавления сухих продуктов сгорания, определяемый по формуле (V. 19);

$P$  — максимальное теплосодержание сухих продуктов сгорания данного вида топлива (практически постоянная — обобщенная константа),  $ккал/н.м^3$  (см. стр. 297).

Таким образом, для подсчета потерь тепла вследствие химической неполноты горения достаточно располагать данными лишь о составе продуктов сгорания [6, 51, 52, 53, 54].

Содержание горючих компонентов в продуктах сгорания определяют путем хроматографического анализа или анализа на аппарате ВТИ.

При сжигании природного, нефтепромыслового, нефтезаводского, сжиженного и смешанного городского газов, характеризуемых значением величины  $P$  около  $1000 ккал/н.м^3$ , формула (X. 24) для подсчета потерь тепла вследствие химической неполноты горения приобретает следующий простой вид

$$q_3 = (3CO + 2,5H_2 + 8,5CH_4) h \% . \quad (X.25)$$

При сжигании мазута

$$q_3 = 1,04 (3CO + 2,5H_2 + 8,5CH_4) h \% . \quad (X.26)$$

При сжигании каменных углей

$$q_3 = 1,08 (3CO + 2,5H_2 + 8,5CH_4) h \% . \quad (X.27)$$

При работе на антраците

$$q_3 = 3,3CO h \% . \quad (X.28)$$

При работе на доменном газе

$$q_3 = 5CO h \% . \quad (X.29)$$

## **ПОТЕРИ ТЕПЛА ВСЛЕДСТВИЕ МЕХАНИЧЕСКОЙ НЕПОЛНОТЫ ГОРЕНИЯ**

Потери тепла, обусловленные механической неполнотой сгорания (провал топлива сквозь колосниковые решетки, содержание топлива в золе и шлаках, унос топлива уходящими газами), можно подсчитать по золотовому балансу по формуле

$$Q_4 = \left( \alpha_{ун} + \frac{\Gamma_{ун}}{100 - \Gamma_{ун}} + \alpha_{пр+шл} \frac{\Gamma_{пр+шл}}{100 - \Gamma_{пр+шл}} \right) 7800 A^p \cdot B_T, \text{ ккал}, \quad (X.29)$$

где  $A^p$  — зольность рабочего топлива, %;  
 $\alpha_{ун}$  — зола уноса, процент от золы топлива;  
 $\alpha_{пр+шл}$  — зола в провале и шлаках, процент от золы топлива;  
 $\Gamma_{ун}$  — содержание горючих в уносе, %;  
 $\Gamma_{пр+шл}$  — содержание горючих в провале и шлаках, %;  
 $7800$  — средняя теплота сгорания горючего, содержащегося в уносе, провале и шлаках,  $\text{ккал/кг}$ .

Потери тепла вследствие механической неполноты горения в процентах по отношению к теплоте сгорания топлива подсчитывают по формуле

$$q_4 = \frac{Q_4 \cdot 100}{B_T \cdot Q_H^p} \% , \quad (\text{X.30})$$

а по отношению к располагаемому теплу топлива по формуле

$$q_4 = \frac{Q_4 \cdot 100}{B_T \cdot Q_p^p} \% . \quad (\text{X.31})$$

При факельном сжигании твердого топлива основные потери тепла вследствие механической неполноты горения обусловлены содержанием несгоревших частиц топлива в уходящих газах. При определении количества несгоревшего топлива в единице объема уходящих газов потери тепла по этой статье можно подсчитать по формуле

$$q_4^{ун} = \frac{Q_{ун}^h \cdot 100}{p} , \quad (\text{X.32})$$

(здесь  $Q_{ун}$  — теплота сгорания уноса,  $\text{ккал/м}^3$  сухих продуктов сгорания), аналогичной по построению формуле для подсчета потерь тепла вследствие химической неполноты горения.

По формуле (X. 32) можно подсчитать также потери тепла при сжигании жидкого топлива, обусловленные наличием сажи в продуктах сгорания.

Потери тепла вследствие механической неполноты горения  $q_4$  приблизительно характеризуются следующими значениями (в %):

#### 1. Камерные топки с сухим золоудалением\*

Пылеугольные топки	
бурые угли . . . . .	0,5—1,0
каменные угли с выходом летучих более 25% . . . .	1,5—2,5
каменные угли с выходом летучих менее 25% . . . .	2—3
полуантрацит . . . . .	3—5
антрацит . . . . .	4—5
Шахтно-мельничные топки	
фрезерный торф, бурые угли и сланцы . . . . .	1—2
каменные угли с выходом летучих более 30% . . . .	4—6

#### 2. Слоевые топки

торф кусковой . . . . .	2
сланцы . . . . .	3
бурые угли с умеренной зольностью (приведенная зольность ~6,5%) . . . . .	5—7
каменные угли . . . . .	5—7
антрацит сортированный (АС и АМ) . . . . .	7
бурые угли высокзолые (приведенная зольность ~10%) . .	9—11
антрацит несортированный с содержанием мелочи от 0 до 6 мм не более 55% . . . . .	14—18

\* Меньшие значения потерь — для котлов паропроизводительностью  $D > 50 \text{ т/час}$ . Большие значения — при  $D < 50 \text{ т/час}$ . При сжигании антрацита и полуантрацита в котлах паропроизводительностью менее  $35 \text{ т/час}$   $q_4 \approx 7\%$ .

## 2. Твердое топливо

### Глава XI

### ДРОВА И ГОРЮЧИЕ ОТХОДЫ

#### СОСТАВ ДРЕВЕСИНЫ

Образование древесины, как и всей растительности, происходит в результате фотосинтеза из углекислого газа и воды.

Реакция фотосинтеза с образованием углеводов схематически иллюстрируется уравнением



Синтез органических веществ из углекислого газа и воды происходит за счет использования солнечной энергии и представляет собой первичный процесс создания органических веществ. Процесс является каталитическим и происходит с помощью хлорофилла, содержащегося в зеленых частях растений.

Древесина состоит из ряда сложных высокомолекулярных соединений, из которых основными являются клетчатка, или целлюлоза, близкие к ней гемицеллюлозы и инкрустирующие вещества — лигнины.

Клетчатка состоит в основном из углеводов формулы  $(\text{C}_6\text{H}_{10}\text{O}_5)_n$ . В состав каждой группы  $\text{C}_6\text{H}_{10}\text{O}_5$  входят три гидроксильных группы  $\text{C}_6\text{H}_7\text{O}_2(\text{OH})_3$ . В клетчатке содержится около 44,4% углерода, 6,2% водорода и 49,4% кислорода.

Гемицеллюлозы, близкие по составу к клетчатке, состоят преимущественно из углеводов с пятью атомами углерода в группе, т. е. из пентозанов  $(\text{C}_5\text{H}_8\text{O}_4)_n$ , и с шестью атомами углерода в группе — гексозанов  $(\text{C}_6\text{H}_{10}\text{O}_5)_n$ .

По В. Е. Раковскому, лигнин состоит приблизительно из 65% углерода, 4% водорода и 30% кислорода [55]. Таким образом, в лигнине содержится значительно больше углерода, чем в клетчатке.

В состав древесины входит около 49—50% клетчатки, до 25% гемицеллюлозы и 20—28% лигнина.

Эндотермический процесс образования 1 кг древесины сопровождается поглощением около 550 ккал тепла [17].

Д. И. Менделеев указывает, что эмпирический состав горючей массы древесины близок к  $\text{C}_{18}\text{H}_{44}\text{O}_{20}$  или  $\text{C}_{18}\text{H}_{42}\text{O}_{20}$  [40]. Состав сухой массы древесины, по Менделееву (данные 430 анализов), С° — 50,6%, Н° — 6,2%, О° — 41,9%, N° + А° — 1,3%.

При этом Менделеев отмечал возможность значительно большего содержания кислорода в лежалой древесине. По данным Всесоюзного теплотехниче-

ского института [56], в состав горючей массы древесины входят: С<sup>г</sup>1, 50%, Н<sup>г</sup> — 6,1%, О<sup>г</sup> — 42,3%, Н<sup>г</sup> — 0,6%. Выход летучих веществ — 85%. Содержание золы в сухой массе дров — около 1%.

Примерный состав золы древесины следующий (в %):

K <sub>2</sub> O + Na <sub>2</sub> O . . . . .	16—18	SiO <sub>2</sub> . . . . .	2—5
CaO . . . . .	35—50	P <sub>2</sub> O <sub>5</sub> . . . . .	4—6
MgO . . . . .	7—8	SO <sub>3</sub> . . . . .	3—5
Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub> . . . . .	3—4		

Зола древесины тугоплавка, что облегчает очистку колосниковых решеток. Высокое содержание калия и фосфора обуславливает ее ценность в качестве минерального удобрения. Древесная зола благодаря содержанию калия и натрия обладает способностью каталитически воздействовать на процесс горения.

В свежесрубленной древесине содержится около 50—60% влаги. При хранении на воздухе дрова постепенно теряют влагу и через 1,5—2 года достигают воздушносухого состояния, при котором в них содержится всего 15—20% влаги. Дальнейшего снижения влажности дров при хранении их на воздухе не происходит.

По данным Всесоюзного теплотехнического института, в дровах, поставляемых потребителям, среднее содержание влаги составляет около 40% [39]. Содержание влаги сильно сказывается на теплоте сгорания и жаропроизводительности дров.

## РЕСУРСЫ ДРОВ И ИХ РОЛЬ В ТОПЛИВНОМ БАЛАНСЕ

До середины прошлого столетия дрова являлись основным видом топлива. В 1860 г. доля дров в мировом топливном балансе составляла около 60% [57]. С увеличением потребности горючего для промышленности и транспорта доля дров в топливном балансе быстро уменьшалась. В 1900 г. мировое потребление дров соответствовало 167 млн. *т* условного топлива. Доля дров составляла 17,6% топливного баланса и превышала в шесть раз потребление нефти, в 20 раз потребление природного газа и в 25 раз потребление торфа.

В 1967 г. мировое потребление дров достигло 246 млн. *т* условного топлива, однако в связи с многократным увеличением потребления минерального топлива доля дров в топливном балансе снизилась до 4% и стала в 9 раз меньше нефти и в 4,5 раза меньше природного газа [1].

По статистическим данным, в 1913 г. на территории в современных границах СССР заготовка дров составляла 9,7 млн. *т* условного топлива, а доля дров в топливном балансе — 20,1%.

В 1968 г. заготовка дров возросла до 29 млн. *т* условного топлива, однако вследствие многократного увеличения добычи минерального топлива доля дров в топливном балансе страны снизилась до 2,5% [1].

В 1913 г. в стране было заготовлено 67 млн. плотных кубометров древесины, в том числе 30,5 млн. *м*<sup>3</sup> деловой и 36,5 млн. *м*<sup>3</sup> дров. В 1968 г. количество заготовленной древесины возросло до 380 млн. *м*<sup>3</sup> (деловой древесины около 290 млн. *м*<sup>3</sup> и дров 90 млн. *м*<sup>3</sup>).

Дрова продолжают играть заметную роль в топливном хозяйстве лесных районов страны. Так, в 1965 г. доля дров в топливно-энергетическом балансе некоторых областей и автономных республик Европейской части РСФСР характеризуется следующими цифрами (в %): Карельская АССР — 34, Архангельская область — 28, Новгородская — 26, Псковская — 15, Коми АССР — 10, Ленинградская область — 8, Вологодская — 8, Мурманская — 6, Ленинград — 2. В Северо-Западном экономическом районе доля дров составляла 9%, а в Уральском экономическом районе — 5%.

Естественно, что древесину необходимо рассматривать в первую очередь в качестве ценного сырья для деревообрабатывающей, мебельной, целлюлозно-бумажной и лесохимической промышленности. Следует всемерно стремиться к химической переработке отходов древесины. Однако вместе с тем необходимо считаться с возможностью заготовки в ряде районов страны значительного количества дров не за счет вырубki лесов, а в процессе поддержания их в должном состоянии.

Еще на рубеже девятнадцатого и двадцатого столетий, в 1899 г., Д. И. Менделеев в главе «Измерение дерев и другие данные о приросте лесов в уральских краях» [58] писал: «Непременным условием разумного пользования лесными запасами должно считать такое в них хозяйство, чтобы годовое потребление было равно годовому приросту, ибо тогда потомкам останется столько же, сколько получено нами. Само собой понятно, что вырубка излишней массы должна истощать леса, но и недобор, несомненно, пагубен, так как перестоялый лес легко подвергается бурелому, гнилости и, что всего важнее, пожарам».

Далее Менделеев отмечал, что сухостоя и валежника в сосновом лесу за 100 лет его жизни, вероятно, накопится не менее 40 куб. саженей (около 320 м<sup>3</sup>), что едва ли не будет равняться сбору при вырубке, «на этот текущий доход от леса должно обратить усиленное внимание, потому что одним этим можно окупить присмотр за лесами и сильно увеличить массу топлива с данной площади» [58].

#### ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ДРОВ

По данным Всесоюзного теплотехнического института, теплота сгорания горючей массы дров, определяемая в калориметре

$Q_6^r$  — 4850 ккал/кг. Низшая теплота сгорания горючей массы

$Q_n^r$  — 4510 ккал/кг.

Низшая теплота сгорания горючей массы дров, подсчитанная по формуле Д. И. Менделеева, — 4530 ккал/кг, т. е. отличается от определенной калориметрическим методом менее чем на 0,5%.

Подсчет по формуле Дюлонга (см. гл. I) не дает приемлемого результата — 4360 ккал/кг, различие по сравнению с калориметрическим определением составляет 4%. Низшая теплота сгорания сухой массы  $Q_n^c$  дров, содержащих 1% золы, — около 4460 ккал/кг. Низшую теплоту сгорания рабочей массы дров можно определить по формуле

$$Q_n^p = \frac{Q_n^c \cdot (100 - W^p)}{100} - 6W^p \text{ ккал/кг.} \quad (\text{XI.2})$$

Жаропроизводительность  $t_{\max}$  горючей массы дров 2010°C всего лишь на 5% ниже жаропроизводительности мазута и на 2% ниже жаропроизводительности природного газа.

Максимальное теплосодержание 1 нм<sup>3</sup> сухих продуктов сгорания горючей массы дров  $P \cong 960$  ккал/нм<sup>3</sup>, а максимальное теплосодержание влажных продуктов сгорания  $R \cong 820$  ккал/нм<sup>3</sup>. Отношение объемов сухих и влажных продуктов сгорания  $B$  равно примерно 0,86 [6].

С увеличением влажности дров резко снижается их теплота сгорания и значительно понижается жаропроизводительность.

В табл. 34 приведен средний состав дров с различным содержанием влаги, значение низшей теплоты сгорания ( $Q_n^p$ ), максимального теплосодержания продуктов сгорания сухих ( $P$ ) и влажных ( $R$ ), жаропроизводительность при сжигании дров в воздухе, содержащем 1% влаги ( $t'_{\max}$ ), и соотношение объемов сухих и влажных продуктов сгорания  $B$ .



Таблица 34

Теплотехническая характеристика дров различной влажности

Показатели	Дрова с влажностью 40%	Дрова с влажностью 30%
Состав рабочей массы, %		
$W^p$ . . . . .	40,0	30,0
$A^p$ . . . . .	0,6	0,7
$C^p$ . . . . .	30,3	35,4
$H^p$ . . . . .	3,6	4,2
$O^p$ . . . . .	25,1	29,3
$N^p$ . . . . .	0,4	0,4
Теплота сгорания $Q_H^p$ . . . . .	2440	2940
Выход летучих в % к горючей массе . . . . .	85	85
Теоретический объем воздуха $V_B^3$ , $нм^3/кг$ . . . . .	2,80	3,30
Теоретический объем продуктов сгорания $V_{\Sigma}^0$ , $нм^3/кг$ . . . . .	3,73	4,18
Отношение объемов сухих и влажных продуктов сгорания $B$ . . . . .	0,75	0,81
Теплота сгорания, отнесенная к 1 $нм^3$ сухих продуктов сгорания, $ккал/нм^3$ . . . . .	885	895
То же, отнесенная к 1 $нм^3$ влажных продуктов сгорания, $ккал/нм^3$ . . . . .	654	705
Жаропродуктивность, $^{\circ}C$ . . . . .	1610	1730
$CO_{2max}$ сухих продуктов сгорания, % . . . . .	20,5	20,5

Из таблицы видно, что повышение влажности дров с 30 до 40%, т. е. на 10%, обуславливает снижение низшей теплоты сгорания с 2940 до 2440  $ккал/кг$ , т. е. на 17%, и жаропродуктивности с 1730 до 1610 $^{\circ}C$ , т. е. на 7%.

Дрова с влажностью 30—40%, обычно используемые в качестве горючего, относятся к топливу с низкой теплотой сгорания и пониженной жаропродуктивностью.

#### СОСТАВ ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ ДРОВ

Максимальное содержание  $CO_2$  в сухих продуктах сгорания дров в воздухе (20,5%) приближается к  $CO_{2max}$  углерода (21%). Большое значение  $CO_{2max}$  для топлива с высоким соотношением водорода к углероду в горючей массе

$$H^p : C^p = (6,2 : 50,6) \cdot 100 = 12\%$$

обусловлено содержанием в горючей массе 42,3% кислорода. Этого количества кислорода достаточно для окисления 5,3% водорода (из 6,2% водорода, содержащегося в горючей массе).

Если исключить из состава горючей массы дров кислород и эквивалентный его содержанию водород, то остаток горючей массы характеризуется следующим составом

$$C — 97,4\%; H — 1,5\% \text{ и } N — 1,1\%.$$

Для этого состава значение  $CO_{2max}$  равно 20,5%.

Состав сухих продуктов полного сгорания дров, а также значения коэффициентов избытка воздуха и разбавления сухих газов приведены в табл. 35.

Максимальное содержание водяного пара во влажных продуктах сгорания дров с  $W^p = 40\%$  равно 25,3%, или около 35% по отношению к объему сухих продуктов полного сгорания, не разбавленных воздухом.

Таблица 35

Состав продуктов полного сгорания древесины и значение коэффициентов разбавления сухих продуктов горения  $h$  и избытка воздуха  $\alpha$

Содержание, %			Коэффициент разбавления сухих продуктов горения $h$	Коэффициент избытка воздуха $\alpha$	Содержание, %			Коэффициент разбавления сухих продуктов горения $h$	Коэффициент избытка воздуха $\alpha$
CO <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>			CO <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>		
20,5	0,0	79,5	1,00	1,00	12,6	8,1	79,3	1,62	1,61
20,3	0,2	79,5	1,01	1,01	12,4	8,3	79,3	1,65	1,64
20,1	0,4	79,5	1,02	1,02	12,2	8,5	79,3	1,68	1,67
20,0	0,5	79,5	1,03	1,03	12,0	8,7	79,3	1,70	1,69
19,8	0,7	79,5	1,04	1,04	11,8	8,9	79,3	1,73	1,72
19,6	0,9	79,5	1,05	1,05	11,6	9,1	79,3	1,76	1,75
19,4	1,1	79,5	1,06	1,06	11,4	9,3	79,3	1,79	1,78
19,2	1,3	79,5	1,07	1,07	11,2	9,5	79,3	1,82	1,81
19,0	1,5	79,5	1,08	1,08	11,0	9,7	79,3	1,86	1,85
18,8	1,7	79,5	1,09	1,09	10,8	10,0	79,2	1,90	1,89
18,6	1,9	79,5	1,10	1,10	10,6	10,2	79,2	1,94	1,93
18,4	2,1	79,5	1,11	1,11	10,4	10,4	79,2	1,97	1,96
18,2	2,3	79,5	1,12	1,12	10,2	10,6	79,2	2,01	2,00
18,0	2,5	79,5	1,14	1,14	10,0	10,8	79,2	2,05	2,04
17,8	2,8	79,4	1,15	1,15	9,8	11,0	79,2	2,09	2,08
17,6	3,0	79,4	1,16	1,16	9,6	11,2	79,2	2,13	2,12
17,4	3,2	79,4	1,18	1,18	9,4	11,4	79,2	2,18	2,17
17,2	3,4	79,4	1,19	1,19	9,2	11,6	79,2	2,23	2,22
17,0	3,6	79,4	1,20	1,20	9,0	11,8	79,2	2,28	2,27
16,8	3,8	79,4	1,22	1,22	8,8	12,0	79,2	2,33	2,32
16,6	4,0	79,4	1,23	1,23	8,6	12,2	79,2	2,38	2,37
16,4	4,2	79,4	1,25	1,25	8,4	12,4	79,2	2,44	2,43
16,2	4,4	79,4	1,26	1,26	8,2	12,6	79,2	2,50	2,48
16,0	4,6	79,4	1,28	1,28	8,0	12,8	79,2	2,56	2,54
15,8	4,8	79,4	1,29	1,29	7,8	13,0	79,2	2,63	2,61
15,6	5,0	79,4	1,31	1,31	7,6	13,2	79,2	2,70	2,68
15,4	5,2	79,4	1,33	1,33	7,4	13,4	79,2	2,77	2,75
15,2	5,4	79,4	1,35	1,35	7,2	13,6	79,2	2,85	2,83
15,0	5,6	79,4	1,37	1,37	7,0	13,8	79,2	2,93	2,91
14,8	5,8	79,4	1,39	1,39	6,8	14,0	79,2	3,01	2,99
14,6	6,0	79,4	1,41	1,41	6,6	14,2	79,2	3,10	3,08
14,4	6,3	79,3	1,42	1,42	6,4	14,4	79,2	3,20	3,18
14,2	6,5	79,3	1,44	1,44	6,2	14,6	79,2	3,30	3,28
14,0	6,7	79,3	1,46	1,46	6,0	14,9	79,1	3,41	3,39
13,8	6,9	79,3	1,48	1,48	5,8	15,1	79,1	3,53	3,51
13,6	7,1	79,3	1,51	1,50	5,6	15,3	79,1	3,67	3,65
13,4	7,3	79,3	1,53	1,52	5,4	15,5	79,1	3,80	3,78
13,2	7,5	79,3	1,55	1,54	5,2	15,7	79,1	3,94	3,92
13,0	7,7	79,3	1,57	1,56	5,0	15,9	79,1	4,10	4,08
12,8	7,9	79,3	1,60	1,59					

# ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ДРОВ

Располагаемое тепло продуктов сгорания дров  $q$  можно подсчитать по общей формуле

$$q = \frac{t_{\text{пр.сг}}}{t_{\text{max}}} [C' + (h - 1) BK] \cdot 100\%,$$

а потери тепла с уходящими газами  $q_2$  по формуле

$$q_2 = \frac{t_{\text{у.т}} - t_{\text{в}}}{t_{\text{max}}} [C' + (h - 1) BK] \cdot 100\%.$$

Более удобно вести подсчет по формулам

$$q = 0,04 t_{\text{пр.сг}} \cdot Z\% \quad (\text{XI.3})$$

и

$$q_2 = 0,04 (t_{\text{у.т}} - t_{\text{в}}) Z\%. \quad (\text{XI.4})$$

В табл. 36 приведено значение величины  $Z$  для дров влажностью 40%. При иной влажности дров значения величины  $Z$  приведены в работе [6]. При содержании влаги 30% величина  $Z$  примерно на 5% ниже значений, приведенных в табл. 36.

Таблица 36

Значение величины  $Z$  для дров с влажностью около 40% при температуре уходящих газов от 100 до 300° С

Содержание в продуктах сгорания $\text{CO}_2 + \text{CO}$ , %	$Z$	Содержание в продуктах сгорания $\text{CO}_2 + \text{CO}$ , %	$Z$	Содержание в продуктах сгорания $\text{CO}_2 + \text{CO}$ , %	$Z$	Содержание в продуктах сгорания $\text{CO}_2 + \text{CO}$ , %	$Z$	Содержание в продуктах сгорания $\text{CO}_2 + \text{CO}$ , %	$Z$	Содержание в продуктах сгорания $\text{CO}_2 + \text{CO}$ , %	$Z$
20,5	5,20	17,6	5,83	14,6	6,73	11,6	8,00	8,6	10,25	5,6	14,90
20,3	5,25	17,4	5,88	14,4	6,80	11,4	8,12	8,4	10,48	5,4	15,40
20,1	5,30	17,2	5,93	14,2	6,87	11,2	8,25	8,2	10,72	5,2	15,90
20,0	5,32	17,0	5,98	14,0	6,93	11,0	8,38	8,0	10,97	5,0	16,50
19,8	5,37	16,8	6,03	13,8	7,00	10,8	8,50	7,8	11,20	—	—
19,6	5,41	16,6	6,08	13,6	7,07	10,6	8,63	7,6	11,45	—	—
19,4	5,44	16,4	6,13	13,4	7,15	10,4	8,76	7,4	11,70	—	—
19,2	5,48	16,2	6,19	13,2	7,23	10,2	8,90	7,2	12,00	—	—
19,0	5,51	16,0	6,26	13,0	7,31	10,0	9,05	7,0	12,35	—	—
18,8	5,54	15,8	6,33	12,8	7,40	9,8	9,20	6,8	12,70	—	—
18,6	5,58	15,6	6,40	12,6	7,50	9,6	9,35	6,6	13,00	—	—
18,4	5,63	15,4	6,47	12,4	7,60	9,4	9,50	6,4	13,35	—	—
18,2	5,68	15,2	6,54	12,2	7,70	9,2	9,65	6,2	13,70	—	—
18,0	5,73	15,0	6,60	12,0	7,80	9,0	9,85	6,0	14,05	—	—
17,8	5,78	14,8	6,67	11,8	7,90	8,8	10,05	5,8	14,45	—	—

Потери тепла вследствие химической неполноты горения можно подсчитать по универсальной формуле

$$q_3 = \frac{(30,2\text{CO} + 25,8\text{H}_2 + 85,5\text{CH}_4) h \cdot 100}{P} \%$$

или по формуле для дров

$$q_3 = \frac{70\text{CO} + 60\text{H}_2 + 200\text{CH}_4}{\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4} \%. \quad (\text{XI.5})$$

При определении в продуктах неполного сгорания лишь  $\text{CO}_2$  и  $\text{CO}$  потери тепла вследствие химической неполноты горения можно приближенно установить по формуле

$$q_3 = \frac{90 \text{ CO}}{\text{CO}_2 + \text{CO}} \% . \quad (\text{XI.6})$$

Поскольку при сжигании дров потери тепла вследствие механической неполноты горения незначительны, коэффициент использования топлива (к.и.т.) можно установить по формуле

$$\text{к.и.т.} = 100 - (q_2 + q_3) \% . \quad (\text{XI.7})$$

При использовании дров в отопительных печах к.п.д. печи равен к.и.т.

П о д с ч е т .

В отопительной печи сжигают дрова с влажностью около 40%. В уходящих газах содержится 10,0%  $\text{CO}_2$  и 0,4%  $\text{CO}$ . Температура уходящих газов 200°C, температура воздуха 20°C. Составить тепловой баланс печи и определить ее к.п.д.

Значение величины  $Z$  для дров с влажностью 40% при содержании в продуктах сгорания 10,4% углеродсодержащих компонентов равно 8,76.

Потери тепла с уходящими газами по формуле (XI.4)

$$q_2 = 0,01 (220 - 20) \cdot 8,76 = 17,5 \% .$$

Потери тепла вследствие химической неполноты горения по формуле (XI.6)

$$q_3 = \frac{90 \cdot 0,4}{10,4} = 3,5 \% .$$

По формуле (XI.7) к.п.д.=к.и.т.=100 - (17,5 + 3,5) = 79,0%.

## ГОРЮЧИЕ ОТХОДЫ

Значительное количество горючих отходов образуется в процессе заготовки древесины. При распиловке древесины получают от 6 до 30% опилок, которые не всегда используются. Целлюлозно-бумажная промышленность может использовать в качестве топлива до 2 млн.  $t$  в год отжатый коры влажностью 55% с теплотой сгорания около 1700 ккал/кг.

Все возрастающее количество горючих отходов образуется на промышленных предприятиях и в городах. В крупных городах на миллион жителей приходится около 300 000  $t$  отходов в год. Вывоз отходов стоит довольно дорого и требует отвода значительной территории вблизи от городов.

Химическая переработка промышленных и городских отходов возможна, однако затруднена непостоянством их состава и осуществляется пока сравнительно редко. Содержание горючей массы в городских отходах колеблется в значительных пределах.

В городском мусоре Лондона содержится в среднем 38% горючего. Количество отходов в Большом Лондоне составляет около 2,4 млн.  $t$  в год, что эквивалентно по теплу 0,8 млн.  $t$  каменного угля [59].

В ряде городов отходы сжигают в специально оборудованных для этой цели котлах электростанций. Для сжигания отходов и достижения должной полноты сгорания, обеспечивающей образование дымовых газов, не содержащих сажи и лишённых неприятного запаха, во многих городах осуществляют сжигание отходов совместно с газообразным или жидким топливом.

Присадка к отходам квалифицированного топлива составляет 10—20% по теплу. Следовательно, каждая калория природного газа или мазута, сжигаемого совместно с отходами, вовлекает в топливный баланс дополнительно несколько калорий отбросного тепла. В СССР в городах с населением более 100 тыс. жителей проживает свыше 70 млн. человек. При сжигании в топках котлов в среднем 100—150 кг отходов на одного жителя в год, что эквивалентно примерно 40 кг условного топлива, количество вовлекаемого в топливный баланс горючего может составить около 3 млн.  $t$  условного топлива в год.

## ТОРФ

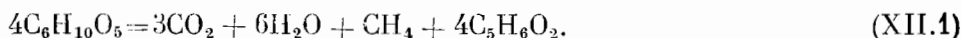
## СОСТАВ ТОРФА

Торф является продуктом разложения под водой отмерших камыша, тростника, мха и других растений. Торфяные болота образуются в условиях влажного климата при плоском рельефе местности и плохом стоке воды. Торфяники подразделяются на верховые и низинные. Верховые снабжаются водой за счет атмосферных осадков, в связи с этим в верховом торфе невелико содержание минеральной массы. Низинные торфяники связаны с источниками грунтовой воды подчас со значительным содержанием соли. В соответствии с этим зольность низинного торфа обычно значительно выше зольности верхового.

В результате ряда биологических процессов из углеводов растений образуются сложные аморфные темноокрашенные гуминовые кислоты, содержащие ароматические ядра, боковые цепи, свойственные органическим кислотам карбоксильные группы —  $\text{COOH}$ , гидроксилы —  $\text{OH}$ , карбонильные группы —  $\text{CO}$  и метаксильные группы —  $\text{OCH}_3$ . Суммарное содержание гуминовых кислот в органической массе торфа в ряде случаев составляет 40—50% [60, 61].

В процессе торфообразования в течение года наращивается слой торфа в 1—2 мм. Это дает увеличение годовых ресурсов топлива на 1—2 т сухого торфа с 1 га [57].

При образовании торфа происходит выделение из органической массы растений  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{O}$  и  $\text{CH}_4$ . Примерный ход процесса разложения растительных остатков без доступа воздуха иллюстрируется уравнением



В результате процесса торфообразования происходит увеличение содержания углерода в топливе за счет уменьшения содержания кислорода. Доля водорода остается при этом почти неизменной. В зависимости от степени разложения исходной органической массы соотношение углерода и кислорода в торфе может колебаться в значительных пределах. В среднем органическая масса торфа содержит 58—60% углерода, 6% водорода, 32—34% кислорода и около 2% азота [40, 56, 62, 63].

Выход летучих веществ при нагревании сухой массы торфа составляет 70%.

Среднее содержание серы в горючей массе торфа 0,2—0,3%. В соответствии с этим торф принадлежит к числу малосернистых видов топлива. Зольность торфа меняется в широких пределах: зольность торфа верховых залежей обычно 2—4%, переходных 4—6% и низинных 6—18% [67]. Средняя зольность торфа, поставляемого электростанциям за 1937—1956 гг., колебалась от 7 до 11% [64]. Средняя зольность торфа, поставленного предприятиями Министерства топливной промышленности РСФСР в 1959—1965 гг., равнялась 9,4%, а фрезерного 12% на сухую массу [65]. Средняя зольность сухой массы торфа, по данным Всесоюзного теплотехнического института, ~ 11%.

Состав золы торфа испытывает значительные колебания. Примером могут служить следующие данные о содержании в золе торфа различных окислов:  $\text{SiO}_2$  — 10—40%;  $\text{CaO}$  — 30—60%;  $\text{MgO}$  — 1—6%;  $\text{Al}_2\text{O}_3$  — 1—12%;  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  — 5—45%;  $\text{K}_2\text{O} + \text{Na}_2\text{O}$  — 0,5—2,5%;  $\text{MnO}$  — 0,2—0,7%;  $\text{P}_2\text{O}_5$  — 2—5%;  $\text{SO}_3$  — 5—8%.

Некоторые виды золы торфа обладают способностью каталитически активировать процесс горения. Так, отмечено, что повышение зольности с 4,5 до 11% увеличивает скорость горения торфа на 10—20% [66].

Высокое содержание фосфора в золе торфа повышает ее ценность как удобрения [67].

Влажность рабочего торфа зависит от метода его добычи и от условий погоды. Влажность воздушносухого торфа составляет 20—30%, сырого же торфа (в залежи) достигает 90—95%. В кусковом торфе, добываемом в основном экскаваторным методом, содержится ~ 40% влаги [39, 56]. В 1965 г. на предприятиях топливной промышленности этим способом было добыто ~ 13% торфа [57], основную же массу добываемого в настоящее время торфа представляет фрезерный торф (45—50% влажности).

Благодаря комплексной механизации процесса добычи себестоимость фрезерного торфа значительно ниже, чем кускового, и фрезерный торф является в настоящее время основным видом торфяного топлива.

В 1940 г. этим методом было добыто только 17% торфа, в 1950 г. — 21%, в 1958 г. — 56%, а в 1968 г. — около 87%.

### РЕСУРСЫ ТОРФА И ЕГО РОЛЬ В ТОПЛИВНОМ БАЛАНСЕ

Общегеологические (вероятные) мировые ресурсы торфа оцениваются примерно в 260 млрд. *т* топлива с влажностью 40%. СССР стоит на первом месте по запасам торфа (более 60% мировых ресурсов — около 159 млрд. *т*) [57], далее следуют Финляндия (25 млрд. *т*), Канада, США, Швеция и другие страны. Площадь торфяников на территории СССР составляет около 71 млн. га [64]. В. И. Ленин в докладе на IX Всероссийском съезде Советов отметил, что «в области торфа у нас богатства необъятные, как ни в одной стране в мире» [68].

В 1913 г. в России было добыто всего лишь около 1,7 млн. *т* торфа, или 0,7 млн. *т* в пересчете на условное топливо [69]. Значительная часть добываемого торфа использовалась на предприятиях текстильной промышленности. В 1920 г. в плане ГОЭЛРО, доложенном VIII съезду Советов, было отмечено, что торф является ультраместным топливом, непосредственно прилегая к самым ответственным производственным центрам [8]. В соответствии с планом ГОЭЛРО были сооружены электростанции, работающие на торфе, и добыча его резко возросла.

По данным ЦСУ, в 1967 г. было добыто 60 млн. *т* топливного торфа, что соответствует 22 млн. *т* условного топлива [1]. Доминирующим видом торфяного топлива является фрезерный торф, используемый в основном на электростанциях, расположенных вблизи от места добычи торфа.

Себестоимость добычи 1 *т* фрезерного торфа с содержанием влаги 40% в Центральном районе Европейской части СССР составила в 1965 г. около 1,8 руб. При этом торф, транспортируемый по узкоколейным железнодорожным линиям на расстояние 20—30 км, обходится дешевле донецкого каменного угля [3]. По данным, приводимым акад. Н. В. Мельниковым, себестоимость фрезерного торфа и удельные капитальные затраты на его добычу для ряда электростанций, расположенных в Новгородской, Калининской, Ивановской, Свердловской и других областях меньше, чем при работе на каменном угле [57].

Торф используется в котельных установках для коммунально-бытовых нужд и для производства брикетов и полуфабрикатов, а также в сельском хозяйстве для подстилки на животноводческих фермах и в качестве удобрения.

Наиболее интенсивно используются торфяные ресурсы в центральном районе, где при общих запасах торфа около 2 млрд. *т* ежегодно добывается около 30 млн. *т* торфа для электростанций, промышленности и сельского хозяйства [70].

Перспективное развитие централизованной добычи топливного торфа в СССР характеризуется [57] примерно следующими цифрами: 1970 г. — 76 млн. *т* и 1980 г. — 120 млн. *т*. Однако, несмотря на значительную до-

бычу торфа, его доля в топливном балансе СССР составляет всего лишь около 2% и в дальнейшем возрастет не будет вследствие опережающего развития нефтяной и газовой промышленности.

За рубежом торф используют на электростанциях Ирландии и Швеции [17]. Мировая добыча торфа, по данным ЦСУ, в 1913 г. равнялась 6 млн. т, а в 1967 г. 26 млн. т условного топлива [1].

### ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТОРФА

Теплота сгорания горючей массы торфа ( $Q_p^p$ ) колеблется от 5500 до 5700 ккал/кг, т. е. в сравнительно незначительных пределах [64]. Теплота сгорания рабочей массы торфа колеблется в широких пределах в зависимости от его влажности и зольности (табл. 37).

Таблица 37

Средний состав торфа различной влажности

№ п/п	Состав рабочей массы, %							Теплота сгорания $Q_p^p$ , ккал/кг
	WP	CP	HP	S <sub>r</sub> <sup>p</sup>	OP	NP	AP	
1	0	57,8	6,0	0,3	33,4	2,5	0	5240
2	0	51,5	5,4	0,2	29,7	2,2	11,0	4660
3	10	46,3	4,8	0,2	26,8	2,0	9,9	4130
4	20	41,1	4,3	0,2	23,8	1,8	8,8	3610
5	30	36,0	3,8	0,2	20,8	1,5	7,7	3080
6	40	30,9	3,2	0,2	17,8	1,3	6,6	2560
7	50	25,7	2,7	0,1	14,9	1,1	5,5	2030
8	60	20,5	2,1	0,1	11,9	1,0	4,4	1500

Таблица 38

Некоторые теплотехнические характеристики торфа различной влажности [6]

№ п/п	Теплота сгорания $Q_p^p$ , ккал/кг	Теоретический объем воздуха $V_0^0$ , нм <sup>3</sup> /кг	Теоретический объем продуктов горения $V_{\Sigma}^0$ , нм <sup>3</sup> /кг	Отношение сухих и влажных продуктов горения $B$	Теплотворная способность, отнесенная к 1 нм <sup>3</sup> сухих продуктов сгорания $P$ , ккал/нм <sup>3</sup>	Теплотворная способность, отнесенная к 1 нм <sup>3</sup> влажных продуктов сгорания $B$ , ккал/нм <sup>3</sup>	Жаропродуктивность $t^{\circ}$ max, °C
1	5240	5,6	6,3	0,83	950	830	2030
2	4660	5,0	5,6	0,88	950	830	2050
3	4130	4,9	5,2	0,86	930	800	1970
4	3610	4,0	4,7	0,84	910	765	1890
5	3080	3,5	4,3	0,80	885	715	1760
6	2560	3,0	3,9	0,77	860	660	1630
7	2030	2,5	3,4	0,72	830	600	1480
8	1500	2,0	3,0	0,66	760	500	1240

В табл. 38 дано изменение теплотехнических характеристик торфа. В таблицах приведены характеристики следующих видов торфяного топлива.

1. Горючая масса торфа обладает низшей теплотой сгорания около 5240 ккал/кг. Жаропродуктивность горючей массы при сжигании в абсолютно сухом воздухе около 2090°, а при сжигании в воздухе, содержащем 1%

влаги по весу, около  $2050^{\circ}\text{C}$ . Это на  $40^{\circ}$  выше, чем у природного газа, и лишь на  $50^{\circ}$  ниже, чем у мазута.

2. Сухая масса торфа средней зольности (11%) характеризуется низшей теплотой сгорания около  $4660\text{ ккал/кг}$ .

Жаропроизводительность сухой массы следующая:

а) при сжигании в абсолютно сухом воздухе  $t_{\max} = 2090^{\circ}$ ;

б) при сжигании в воздухе, содержащем 1% влаги по массе,  $t'_{\max} = 2050^{\circ}$ ;

в) при сжигании в воздухе, содержащем 1% влаги по массе, с учетом расхода тепла на нагрев золы до температуры горения  $t''_{\max} = 2040^{\circ}\text{C}$ .

3. Рабочая масса с 10%-ной влажностью, близкой к влажности брикетов, производимых из высушенного фрезерного торфа, характеризуется теплотой сгорания около  $4130\text{ ккал/кг}$  и жаропроизводительностью ( $t'_{\max} \approx 1970^{\circ}\text{C}$ ), на  $250^{\circ}\text{C}$ , превышающей жаропроизводительность торфяного генераторного газа.

4. Рабочая масса с содержанием 20% влаги, примерно соответствующей влажности торфяных полубрикетов, обладает теплотой сгорания около  $3600\text{ ккал/кг}$  и жаропроизводительностью около  $1900^{\circ}\text{C}$ , всего лишь на  $150^{\circ}\text{C}$  уступающей горючей массе.

Топливо с такой жаропроизводительностью можно эффективно использовать в высокотемпературных процессах.

5. Топливо с содержанием 30% влаги, соответствующей влажности лучших видов кускового торфа, характеризуется теплотой сгорания, несколько превышающей  $3000\text{ ккал/кг}$ , и жаропроизводительностью около  $1760^{\circ}$ .

6. Рабочая масса с содержанием 40% влаги, близкой к средней влажности кускового торфа, характеризуется теплотой сгорания порядка  $2600\text{ ккал/кг}$  и пониженной жаропроизводительностью — около  $1630^{\circ}\text{C}$ .

7. Топливо с содержанием 50% влаги, примерно соответствующей средней влажности фрезерного торфа, обладает теплотой сгорания, лишь несколько превышающей  $2000\text{ ккал/кг}$ , т. е. является низкокалорийным видом топлива, использование которого целесообразно лишь вблизи от места добычи.

Жаропроизводительность фрезерного торфа около  $1480^{\circ}\text{C}$ , т. е. почти на  $600^{\circ}$  ниже, чем у сухой массы торфа.

8. Топливо с влажностью 60% соответствует фрезерному торфу с весьма высоким содержанием  $W^p$  и характеризуется теплотой сгорания, втрое более низкой, чем у сухой массы, и жаропроизводительностью, лишь несколько превышающей  $1200^{\circ}\text{C}$ .

Табл. 39 иллюстрирует резкое снижение теплоты сгорания торфа при повышении его влажности, а также изменение жаропроизводительности.

При незначительной приведенной влажности торфа его жаропроизводительность сравнительно мало снижается с увеличением содержания влаги. При большей приведенной влажности имеет место существенное снижение жаропроизводительности.

Таблица 39

Зависимость теплотехнических характеристик торфа от его влажности

Приведенная влажность 1000 $W^p$ , % $Q^p_n$	Содержание влаги $W^p$ , %	Низшая теплота сгорания торфа $Q^p_n$		Жаропроизводительность при сжигании в воздухе, содержащем 1% влаги по массе	
		ккал/кг	%	$^{\circ}\text{C}$	%
0	0	4660	100	2050	100
2,5	10	4130	89	1970	96
6	20	3610	77	1890	92
10	30	3080	66	1760	86
15	40	2560	55	1630	80
25	50	2030	44	1480	72
40	60	1500	32	1240	61



# СОСТАВ ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ ТОРФА

Максимальное содержание  $RO_2$ , т. е.  $SO_2 + CO_2$ , в сухих продуктах сгорания торфа в воздухе около 19,5%, следовательно, несмотря на большее содержание углерода в торфе, чем в древесине,  $RO_{2max}$  торфа ниже, чем  $CO_{2max}$  дров, что объясняется меньшим содержанием кислорода в горючей массе торфа.

В табл. 40 приведен состав сухих продуктов полного сгорания торфа и их зависимость от коэффициентов избытка воздуха  $\alpha$  и разбавления сухих газов  $h$ .

Таблица 40

Состав продуктов полного сгорания торфа и бурых углей с  $RO_{2max}$  19,5% и значения коэффициентов разбавления сухих продуктов горения  $h$  и избытка воздуха  $\alpha$

Содержание, %			Коэффициент разбавления сухих продуктов горения $h$	Коэффициент избытка воздуха $\alpha$	Содержание %			Коэффициент разбавления сухих продуктов горения $h$	Коэффициент избытка воздуха $\alpha$
$RO_2$	$O_2$	$N_2$			$RO_2$	$O_2$	$N_2$		
19,5	0,0	80,5	1,00	1,00	12,2	7,9	79,9	1,60	1,59
19,3	0,2	80,5	1,01	1,01	12,0	8,1	79,9	1,62	1,61
19,1	0,4	80,5	1,02	1,02	11,8	8,3	79,9	1,65	1,64
19,0	0,5	80,5	1,03	1,03	11,6	8,5	79,9	1,68	1,67
18,8	0,8	80,4	1,04	1,04	11,4	8,7	79,9	1,71	1,70
18,6	1,0	80,4	1,05	1,05	11,2	8,9	79,9	1,74	1,73
18,4	1,2	80,4	1,06	1,06	11,0	9,1	79,9	1,77	1,76
18,2	1,4	80,4	1,07	1,07	10,8	9,4	79,8	1,80	1,79
18,0	1,6	80,4	1,08	1,08	10,6	9,6	79,8	1,83	1,82
17,8	1,8	80,4	1,09	1,09	10,4	9,8	79,8	1,87	1,86
17,6	2,0	80,4	1,11	1,11	10,2	10,0	79,8	1,91	1,90
17,4	2,3	80,3	1,12	1,12	10,0	10,2	79,8	1,95	1,93
17,2	2,5	80,3	1,13	1,13	9,8	10,4	79,8	1,99	1,97
17,0	2,7	80,3	1,14	1,14	9,6	10,6	79,8	2,03	2,00
16,8	2,9	80,3	1,16	1,16	9,4	10,8	79,8	2,07	2,04
16,6	3,1	80,3	1,17	1,17	9,2	11,1	79,7	2,12	2,09
16,4	3,3	80,3	1,19	1,19	9,0	11,3	79,7	2,16	2,13
16,2	3,5	80,3	1,20	1,20	8,8	11,5	79,7	2,21	2,18
16,0	3,7	80,3	1,22	1,22	8,6	11,7	79,7	2,27	2,24
15,8	4,0	80,2	1,23	1,23	8,4	12,0	79,6	2,32	2,28
15,6	4,2	80,2	1,25	1,25	8,2	12,2	79,6	2,38	2,34
15,4	4,4	80,2	1,26	1,26	8,0	12,4	79,6	2,44	2,40
15,2	4,6	80,2	1,28	1,27	7,8	12,6	79,6	2,50	2,46
15,0	4,9	80,1	1,30	1,29	7,6	12,8	79,6	2,56	2,52
14,8	5,1	80,1	1,31	1,30	7,4	13,0	79,6	2,63	2,59
14,6	5,3	80,1	1,33	1,32	7,2	13,2	79,6	2,70	2,66
14,4	5,5	80,1	1,35	1,34	7,0	13,5	79,5	2,78	2,74
14,2	5,7	80,1	1,37	1,36	6,8	13,7	79,5	2,87	2,83
14,0	5,9	80,1	1,39	1,38	6,6	13,9	79,5	2,95	2,90
13,8	6,1	80,1	1,41	1,40	6,4	14,1	79,5	3,05	3,00
13,6	6,4	80,0	1,43	1,42	6,2	14,3	79,5	3,15	3,10
13,4	6,6	80,0	1,45	1,44	6,0	14,5	79,5	3,26	3,21
13,2	6,8	80,0	1,48	1,47	5,8	14,7	79,5	3,37	3,32
13,0	7,0	80,0	1,50	1,49	5,6	15,0	79,4	3,48	3,41
12,8	7,2	80,0	1,52	1,51	5,4	15,2	79,4	3,60	3,55
12,6	7,4	80,0	1,54	1,53	5,2	15,4	79,4	3,75	3,70
12,4	7,6	80,0	1,57	1,56	5,0	15,6	79,4	3,90	3,84

В суммарном объеме влажных продуктов сгорания органической массы торфа содержится около 11% водяного пара, что составляет 12,1% по отношению к объему сухих газов и около 60% по отношению к объему  $\text{CO}_2$ .

Продукты полного сгорания кускового торфа с  $W^p$  40% в стехиометрических условиях имеют следующий состав (%):  $\text{RO}_2$  — 15,0;  $\text{H}_2\text{O}$  — 23,2;  $\text{N}_2$  — 61,8. Максимальное содержание водяного пара во влажных продуктах сгорания 23,2%, что составляет 30% по отношению к объему сухих продуктов сгорания и 155% по отношению к объему  $\text{RO}_2$ .

Состав продуктов полного сгорания фрезерного торфа с  $W^p$  50% в аналогичных условиях выражается в следующих цифрах:  $\text{RO}_2$  — 14%,  $\text{H}_2\text{O}$  — 28%,  $\text{N}_2$  — 58%.

Максимальное содержание водяного пара по отношению к объему сухих продуктов полного сгорания составляет 39% и соотношение  $\text{H}_2\text{O}_{\text{max}} : \text{RO}_{2\text{max}}$  равно 2.

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТОРФА

Располагаемое тепло продуктов сгорания торфа  $q$  и потери тепла с уходящими газами  $q_2$  можно установить по формуле (X.17)

$$q_2 = \frac{t_{y.r} - t_v}{t_{\text{max}}} [C' + (h - 1) BK] 100\%$$

или по более простым формулам

$$q = 0,01 t_{\text{пр.сг}} Z\%, \quad (\text{XII.2})$$

$$q_2 = 0,01 (t_{y.r} - t_v) Z\%, \quad (\text{XII.3})$$

$$\Delta q = 0,01 (t_{y.r} - t'_{y.r}) Z\%. \quad (\text{XII.4})$$

В табл. 41, 42 и 43 приведены значения  $Z$ , подсчитанные для торфа различной влажности.

Значение  $Z$  для торфа иной влажности можно установить путем интерполяции.

#### Подсчет 1.

Определить потери тепла с уходящими газами при сжигании фрезерного торфа с  $W^p = 47\%$ .

Содержание  $\text{RO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4$  в продуктах сгорания 14,2%.

Температура уходящих газов  $170^\circ$ , температура воздуха  $20^\circ$ . Значения  $Z$  для торфа:

при  $W^p$  45% — 6,76 (см. табл. 42);

при  $W^p$  50% — 7,08 (см. табл. 43);

при  $W^p$  47% — 6,88 (интерполяция);

$$q_2 = 0,01 (170 - 20) \cdot 6,88 = 10,3\%.$$

#### Подсчет 2.

Сжигается торф с  $W^p$  45%. В продуктах сгорания содержится 13,6%  $\text{RO}_2$  и 0,2%  $\text{CO}$ . Насколько уменьшаются потери тепла с уходящими газами при снижении их температуры с  $270^\circ$  до  $220^\circ$ ?

$$\Delta q = 0,01 (270 - 220) \cdot 6,9 \cong 3,5\%.$$

#### Подсчет 3.

Паровой котел работает на торфе. Содержание  $\text{RO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4$  в продуктах сгорания 15,2%.

Температура уходящих газов  $230^\circ$ , температура воздуха  $30^\circ$ .

Таблица 41

Значения величины  $Z$  для кускового торфа с влажностью около 40% при температуре уходящих газов от 100 до 300° С

Содержание в продуктах сгорания $RO_2 + CO, \%$	$Z$	Содержание в продуктах сгорания $RO_2 + CO, \%$	$Z$	Содержание в продуктах сгорания $RO_2 + CO, \%$	$Z$	Содержание в продуктах сгорания $RO_2 + CO, \%$	$Z$
19,5	5,12	15,8	6,00	12,0	7,45	8,2	10,20
19,3	5,16	15,6	6,05	11,8	7,55	8,0	10,40
19,1	5,20	15,4	6,10	11,6	7,65	7,8	10,65
19,0	5,22	15,2	6,16	11,4	7,75	7,6	10,90
18,8	5,25	15,0	6,22	11,2	7,86	7,4	11,20
18,6	5,30	14,8	6,28	11,0	7,98	7,2	11,50
18,4	5,35	14,6	6,34	10,8	8,10	7,0	11,80
18,2	5,40	14,4	6,40	10,6	8,23	6,8	12,10
18,0	5,45	14,2	6,46	10,4	8,35	6,6	12,40
17,8	5,50	14,0	6,52	10,2	8,50	6,4	12,70
17,6	5,55	13,8	6,59	10,0	8,65	6,2	13,10
17,4	5,60	13,6	6,67	9,8	8,75	6,0	13,50
17,2	5,65	13,4	6,75	9,6	8,90	5,8	13,90
17,0	5,70	13,2	6,85	9,4	9,05	5,6	14,30
16,8	5,75	13,0	6,95	9,2	9,25	5,4	14,80
16,6	5,80	12,8	7,05	9,0	9,45	5,2	15,30
16,4	5,85	12,6	7,15	8,8	9,60	5,0	15,80
16,2	5,90	12,4	7,25	8,6	9,80		
16,0	5,95	12,2	7,35	8,4	10,00		

Таблица 42

Значения величины  $Z$  для фрезерного торфа с влажностью около 45% при температуре уходящих газов от 100 до 300° С

Содержание в продуктах сгорания $RO_2 + CO, \%$	$Z$	Содержание в продуктах сгорания $RO_2 + CO, \%$	$Z$	Содержание в продуктах сгорания $RO_2 + CO, \%$	$Z$	Содержание в продуктах сгорания $RO_2 + CO, \%$	$Z$
19,5	5,35	15,8	6,25	12,0	7,75	8,2	10,60
19,3	5,40	15,6	6,30	11,8	7,85	8,0	10,80
19,1	5,45	15,4	6,35	11,6	7,95	7,8	11,00
19,0	5,47	15,2	6,42	11,4	8,05	7,6	11,30
18,8	5,50	15,0	6,50	11,2	8,15	7,4	11,60
18,6	5,55	14,8	6,58	11,0	8,28	7,2	11,90
18,4	5,60	14,6	6,64	10,8	8,40	7,0	12,20
18,2	5,65	14,4	6,70	10,6	8,53	6,8	12,50
18,0	5,70	14,2	6,76	10,4	8,65	6,6	12,70
17,8	5,75	14,0	6,82	10,2	8,80	6,4	13,05
17,6	5,80	13,8	6,90	10,0	8,95	6,2	13,40
17,4	5,85	13,6	6,98	9,8	9,05	6,0	13,80
17,2	5,90	13,4	7,05	9,6	9,20	5,8	14,30
17,0	5,95	13,2	7,15	9,4	9,40	5,6	14,70
16,8	6,00	13,0	7,25	9,2	9,60	5,4	15,20
16,6	6,05	12,8	7,35	9,0	9,80	5,2	15,70
16,4	6,10	12,6	7,45	8,8	10,00	5,0	16,30
16,2	6,15	12,4	7,55	8,6	10,20		
16,0	6,20	12,2	7,65	8,4	10,40		

Таблица 43

Значения величины  $Z$  для фрезерного торфа с влажностью около 50% при температуре уходящих газов от 100 до 300° С

Содержание в продуктах сгорания $RO_2 + CO$ , %	$Z$	Содержание в продуктах сгорания $RO_2 + CO$ , %	$Z$	Содержание в продуктах сгорания $RO_2 + CO$ , %	$Z$	Содержание в продуктах сгорания $RO_2 + CO$ , %	$Z$
19,5	5,60	15,8	6,55	12,0	8,10	8,2	11,00
19,3	5,65	15,6	6,60	11,8	8,20	8,0	11,20
19,1	5,70	15,4	6,67	11,6	8,30	7,8	11,40
19,0	5,73	15,2	6,75	11,4	8,40	7,6	11,70
18,8	5,78	15,0	6,82	11,2	8,50	7,4	12,00
18,6	5,84	14,8	6,89	11,0	8,60	7,2	12,30
18,4	5,90	14,6	6,96	10,8	8,70	7,0	12,60
18,2	5,95	14,4	7,02	10,6	8,80	6,8	12,90
18,0	6,00	14,2	7,08	10,4	9,00	6,6	13,10
17,8	6,05	14,0	7,15	10,2	9,15	6,4	13,45
17,6	6,10	13,8	7,22	10,0	9,30	6,2	13,80
17,4	6,15	13,6	7,30	9,8	9,45	6,0	14,20
17,2	6,20	13,4	7,40	9,6	9,60	5,8	14,70
17,0	6,25	13,2	7,50	9,4	9,80	5,6	15,20
16,8	6,30	13,0	7,60	9,2	10,00	5,4	15,70
16,6	6,35	12,8	7,70	9,0	10,20	5,2	16,20
16,4	6,40	12,6	7,80	8,8	10,40	5,0	16,90
16,2	6,45	12,4	7,90	8,6	10,60		
16,0	6,50	12,2	8,00	8,4	10,80		

Насколько снизятся потери тепла с уходящими газами при уменьшении влажности сжигаемого фрезерного торфа с 50 до 45%. По формуле (XII.3) и табл. 42 и 43 подсчитываем:

при влажности торфа 50%:

$$q_2 = 0,01 (230 - 30) \cdot 6,75 = 13,5\%;$$

при влажности торфа 45%:

$$q_2 = 0,01 (230 - 30) \cdot 6,42 = 12,8\%;$$

$$\Delta q = 13,5 - 12,8 = 0,7\%.$$

Потери тепла вследствие химической неполноты горения при сжигании торфа можно подсчитать по формуле:

$$q_3 = \frac{(30CO + 25H_2 + 85CH_4) h \cdot 100}{P}. \quad (XII.5)$$

Для кускового торфа с влажностью около 40% в результате подстановки в формулу (XII.5) значения  $P = 860$  ккал/нм<sup>3</sup> и замены  $h$  выражением  $RO_2 + CO + CH_4$ , получаем с учетом  $RO_2$  max для торфа ~ 19,5% локальную формулу

$$q_3 = \frac{68CO + 60H_2 + 190CH_4}{RO_2 + CO + CH_4} \%. \quad (XII.6)$$

Для фрезерного торфа с влажностью около 50% и значением величины  $P \sim 830$  ккал/нм<sup>3</sup>

$$q_3 = \frac{70CO + 60H_2 + 200CH_4}{RO_2 + CO + CH_4} \%. \quad (XII.7)$$

Если в продуктах неполного сгорания торфа установлено лишь содержание  $CO$ , а наличие  $H_2$  и  $CH_4$  не определялось, то потери тепла вследствие химической неполноты

горения можно приближенно подсчитать по формуле

$$q_3 = \frac{90CO}{RO_2 + CO} \% \quad (XII.8)$$

Подсчет 4.

В продуктах сгорания фрезерного торфа содержится  $RO_2$  — 12,6%,  $CO$  — 0,3%,  $H_2$  — 0,2% и  $CH_4$  — 0,1%. Определить потери тепла вследствие химической неполноты горения.

По формуле (XII.7)

$$q_3 = \frac{70 \cdot 0,3 + 60 \cdot 0,2 + 200 \cdot 0,1}{12,6 + 0,3 + 0,1} = 4,1\%.$$

## Глава XIII

### ИСКОПАЕМЫЕ УГЛИ

#### СОСТАВ УГЛЕЙ

Ископаемые угли [4, 13, 71—75] подразделяются на сапропелевые и гумусовые.

Сапропелевые угли образовались, по-видимому, в основном из планктона т. е. простейших водорослей и мельчайших животных организмов. В застойных водоемах происходит биохимическое разложение отмерших органических остатков и образование гниющего ила — сапропеля (по гречески *sapros* — гниющий, *pelos* — ил). В результате длительного процесса углефикации сапропеля, изолированного от доступа воздуха слоями почвы, образуются сапропелевые угли.

Сапропелевые угли характеризуются большим содержанием водорода (6,5—9%) и высоким выходом летучих веществ. Они легко зажигаются и горят ярким коптящим пламенем.

С повышением степени углефикации сапропелевых углей содержание водорода в них и выход летучих веществ уменьшаются, оставаясь, однако, значительно большими, чем у сопровождающих их гумусовых углей [73].

К числу сапропелевых углей принадлежат богхеды, полубогхеды, кеннели, кеннель-богхеды. Наиболее распространены кеннель-богхеды. Горючая масса кеннель-богхедов, залегающих в нижней части пластов Подмосковного бассейна, содержит около 6,8% водорода, выход летучих веществ составляет около 70%.

К числу горючих ископаемых сапропелевого происхождения принадлежат также сланцы.

Гумусовые угли образовались из остатков высших растений, в том числе деревьев и гигантских папоротников, произраставших миллионы лет тому назад (рис. 15 и 16). Известны разновидности бурых углей с отчетливо сохранившейся древесной структурой — лигниты. Однако большая часть углей не имеет столь резко выраженного характера и принадлежит к числу промежуточных классов — сапропелево-гумусовых или гумусово-сапропелевых.

В отличие от образования торфа из остатков растений, которое рассматривается в настоящее время как биохимический процесс, основанный на разложении материнской массы и синтезе гуминовых кислот и других сложных органических соединений, последующий процесс метаморфизма и характер образования ископаемых углей обусловлен в значительной степени глубиной залегания пластов, температурой и давлением в зоне углеобразования.

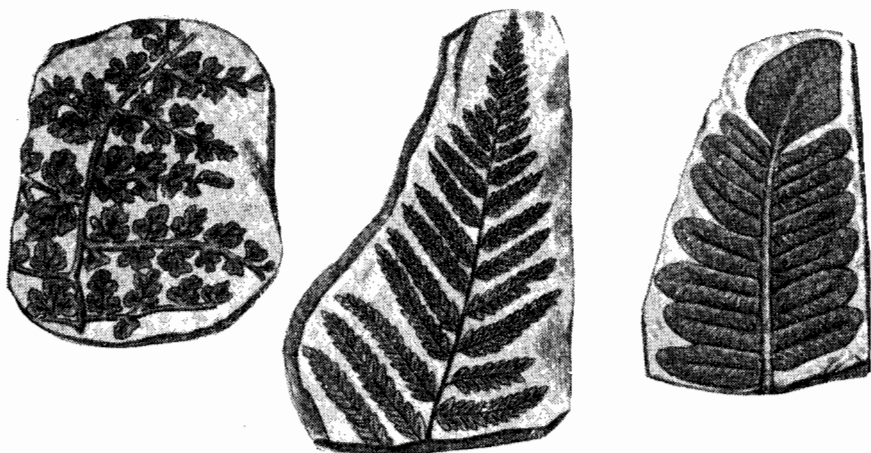


Рис. 15. Отпечатки каменноугольных папоротников

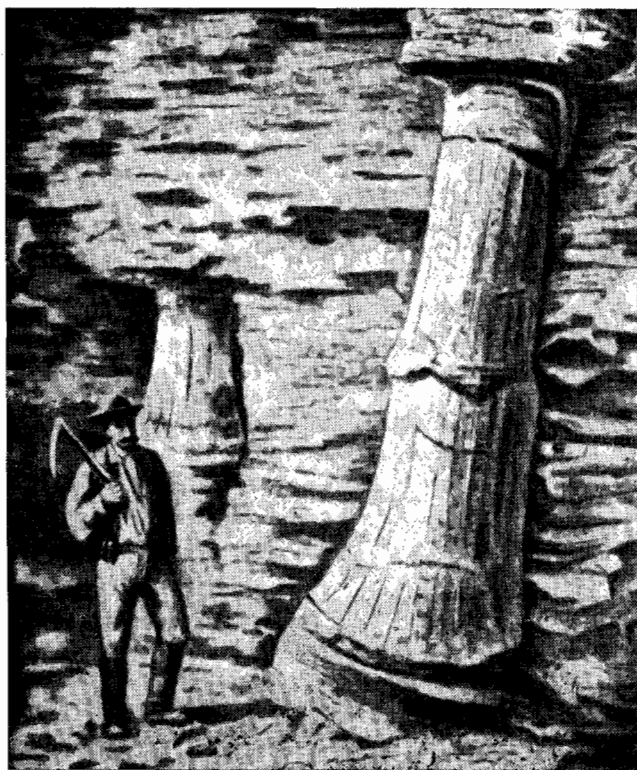


Рис. 16. Обугленные стволы в угольной шахте

В зависимости от этих факторов изменяется степень метаморфизма материнской массы [13, 71—73, 76].

Органическая масса наиболее молодых по химическому возрасту ископаемых углей отличается от органической массы растений большим содержанием углерода и меньшим содержанием кислорода при сравнительно малом изменении процентного содержания водорода. Содержание водорода в органической массе гумусовых углей обычно ниже, чем в органической массе сапропелевых.

При более глубоком процессе углефикации процентное содержание углерода увеличивается уже не только за счет дальнейшего снижения содержания кислорода, но и вследствие значительного уменьшения содержания водорода.

В зависимости от степени метаморфизма ископаемые угли подразделяют на бурые угли, каменные угли, полуантрациты и антрациты.

Наименее обуглероженные виды ископаемого топлива залегают обычно вблизи от поверхности, а сильно обуглероженные — на значительной глубине. В соответствии с этим месторождения ряда бурых углей, а также некоторых сравнительно мало обуглероженных каменных углей можно разрабатывать открытым способом в угольных разрезах. Более обуглероженные каменные угли, предназначенные для выработки кокса, залегают глубоко, и их приходится добывать шахтным методом. Еще глубже залегает антрацит, наиболее обуглероженный, т. е. сильнее метаморфизированный, ископаемый уголь.

Бурые угли содержат значительное количество гумусовых и других органических кислот. Однако гумусовые кислоты, содержащиеся в бурых углях, отличаются от гумусовых кислот торфа меньшим количеством боковых цепей и более высоким содержанием углерода.

Т. А. Кухаренко приводит следующее содержание (в %) углерода в гумусовых кислотах различных видов ископаемого топлива [60]: торф — 52—60, бурые угли землистые — 60—66, бурые угли блестящие — 61—72.

При нагревании бурых углей с раствором КОН или NaOH щелочной раствор окрашивается в бурый цвет, при обработке раствора минеральной кислотой из него выделяются гуминовые кислоты. При действии на бурые угли разбавленной азотной кислоты образуется окрашенный в бурый цвет раствор. Большинство бурых углей склонно к самовозгоранию и не пригодно для длительного хранения и дальнего транспортирования.

**Бурые угли.** Они характеризуются содержанием углерода в горючей массе 64—78%, водорода 3,8—6,5% и кислорода 15—26%, высоким выходом летучих (40—60% на горючую массу) и сравнительно низкой теплотой сгорания горючей массы (теплота сгорания горючей массы в калориметрической бомбе 6150—7150, низшая теплота сгорания горючей массы 6000—7000 ккал/кг).

Бурые угли характеризуются высоким содержанием влаги — от 15 до 60%. Приведенная влажность<sup>1</sup> (в пересчете на 1000 ккал низшей теплоты сгорания) — от 5 до 30%. После отгонки из бурых углей летучих веществ образуется порошкообразный остаток.

Высшая теплота сгорания горючей массы ~ 6000—7000 ккал/кг. Высшая теплота сгорания рабочей массы беззольного воздушносухого бурого угля ( $Q_v^p$ ) менее 5700 ккал/кг.

Низшая теплота сгорания, отнесенная к 1 нм<sup>3</sup> сухих продуктов полного сгорания, не разбавленных воздухом, за редким исключением менее 900 ккал (790—900).

Жаропроизводительность  $t'_{\max}$  ниже 2000° (1400—2000°) [6].  $RO_{2\max}$  сухих продуктов сгорания бурых углей<sup>2</sup> более 19% (19,0—19,9%).

**Каменные угли.** Каменные угли более метаморфизированы по сравнению с бурыми углями. Они в большинстве случаев не содержат гуминовых кислот и в

<sup>1</sup> За исключением тавричанского бурого угля (3,5%).

<sup>2</sup> За исключением бабаевских углей (18,6%).

соответствии с этим не дают окрашенных в бурый цвет вытяжек при обработке раствором щелочи или азотной кислотой. В табл. 44 сопоставлены диагностические признаки каменных и бурых углей [13, 73].

Таблица 44

Диагностические признаки ископаемых углей

Диагностические признаки	Бурый уголь	Каменный уголь
Цвет черты на неглазурованной фарфоровой пластинке	Большой частью бурый	Большой частью черный
Окрашивание раствора КОН	Весьма темное (бурое)	Не происходит
Окрашивание разбавленной $\text{HNO}_3$	От ярко-желтого до красноватого	Не происходит

Каменные угли характеризуются содержанием в горючей массе углерода  $\sim 75\text{--}90\%$ , водорода  $\sim 4\text{--}6\%$  и кислорода  $\sim 2\text{--}15\%$ . Выход летучих веществ по отношению к горючей массе каменных углей различных марок колеблется в широких пределах — от 9 до 50%. Весьма различен также нелетучий остаток (кокс), образующийся после отгонки из каменных углей летучих веществ. Он может быть порошкообразным, слипшимся или спекшимся. Теплота сгорания горючей массы каменных углей выше, чем бурых, большей частью  $Q_D^r = 7600\text{--}8600$ ;  $Q_H^r = 7300\text{--}8300$  ккал/кг. Содержание влаги в каменных углях  $5\text{--}15\%$ , т. е. значительно ниже, чем в бурых. Приведенная влажность каменных углей  $\sim 0,7\text{--}3\%$ . Высшая теплота сгорания рабочей массы воздушносухого беззолного каменного угля  $\left(Q_D^p \cdot \frac{100}{100 - d^p}\right)$  более 5700 ккал/кг. Низшая теплота сгорания каменных углей, отнесенная к 1  $\text{м}^3$  сухих продуктов полного сгорания, без избытка воздуха, т. е. величина  $P$ , превышает 900 ккал и находится в узких пределах от 920 до 940 ккал/м<sup>3</sup>. Жаропроизводительность  $t_{\max}$  выше  $2000^\circ$  ( $2020\text{--}2120^\circ$ ).  $\text{RO}_{2\max}$  сухих продуктов сгорания каменных углей колеблется от 18,8 до 19,3% [6].

**Антрациты и полуантрациты.** Полуантрациты характеризуются содержанием углерода в горючей массе  $90\text{--}94\%$ , водорода  $3\text{--}4\%$  и кислорода  $1,5\text{--}5\%$ . Теплота сгорания горючей массы полуантрацитов в калориметрической бомбе  $8200\text{--}8500$ , низшая теплота сгорания горючей массы  $8000\text{--}8200$  ккал/кг. Выход летучих веществ составляет  $6\text{--}9\%$  от веса горючей массы, т. е. от 200 до 300  $\text{см}^3$  на 1 г горючей массы. Нелетучий остаток порошкообразный. Теплота сгорания горючей массы в калориметрической бомбе <sup>1</sup> более 8350 ккал/кг. Низшая теплота сгорания горючей массы  $\sim 8000\text{--}8200$  ккал/кг.

Таблица 45

Состав и теплотехнические характеристики горючей массы твердого топлива

Топливо	Состав горючей массы, %					Выход летучих веществ $V^r$ , %
	C <sup>r</sup>	S <sup>r</sup>	H <sup>r</sup>	O <sup>r</sup>	N <sup>r</sup>	
Дрова . . . . .	51	—	6,1	42,3	0,6	85
Торф . . . . .	58	0,3	6	33,6	2,1	70
Сланцы . . . . .	60—75	4—13	7—10	12—17	0,3—1,2	80—90
Бурый уголь . . . . .	64—78	0,3—6	3,8—6,3	15—26	0,6—1,6	40—60
Каменный уголь . . . . .	75—90	0,5—6	4—6	2—13	1—2,7	9—50
Полуантрацит . . . . .	90—94	0,5—3	3—4	2—5	1	6—9
Антрацит . . . . .	93—94	2—3	2	1—2	1	3—4

<sup>1</sup> За исключением егоршинского полуантрацита.



Содержание влаги в полуантрацитах  $\sim 5-6\%$ , приведенная влажность  $\sim 0,8-1\%$ . Низшая теплота сгорания, отнесенная к  $1 \text{ м}^3$  сухих продуктов сгорания  $P$ , около  $920 \text{ ккал/кг}$ . Жаропроизводительность  $t'_{\text{max}} 2120^\circ \text{С}$ .  $\text{RO}_2 \text{ max}$  сухих продуктов сгорания  $19,3-19,4\%$  [6].

Антрациты являются наиболее углефицированным видом ископаемых углей. Содержание углерода в горючей массе антрацита превышает  $93\%$ , содержание водорода — около  $2\%$ , кислорода — менее  $2\%$ . Выход летучих менее  $4\%$  от веса горючей массы, т. е. менее  $200 \text{ см}^3/\text{г}$ . Нелетучий остаток порошкообразный. Теплота сгорания горючей массы антрацита в калориметрической бомбе  $\sim 8150 \text{ ккал/кг}$ . Низшая теплота сгорания горючей массы  $\sim 8000 \text{ ккал/кг}$ . Низшая теплота сгорания, отнесенная к  $1 \text{ м}^3$  сухих продуктов сгорания, у антрацита  $910-915 \text{ ккал}$ . Содержание влаги  $4-6\%$ , приведенная влажность  $0,5-1,2\%$ . Жаропроизводительность антрацита  $2140-2160^\circ$ .  $\text{RO}_2 \text{ max}$  антрацита  $20,2\%$  [6]. В табл. 45 приведен средний состав горючей массы ископаемых углей и других видов твердого топлива.

Образование ископаемых углей в природе проходит, по-видимому, ряд стадий: отмершие растения  $\rightarrow$  торф  $\rightarrow$  бурый уголь  $\rightarrow$  каменный уголь  $\rightarrow$  антрацит.

В. Френсис приводит следующую схематическую иллюстрацию процесса образования ископаемых углей из древесины [17].

1. В процессе образования бурых углей из древесины выделяются влага, метан и углекислый газ в соотношении примерно  $64\text{H}_2\text{O} + 8\text{CH}_4 + \text{CO}_2$ . При этом на  $1 \text{ т}$  сухой древесины выделяется около  $38 \text{ м}^3 \text{ CH}_4$  и  $4,2 \text{ м}^3 \text{ CO}_2$  и из  $1 \text{ т}$  древесины образуется примерно  $730 \text{ кг}$  бурого угля.

Образование бурых углей происходило в основном  $10-60$  млн. лет назад.

2. Вторая стадия углефикации — образование молодых каменных углей из бурых углей — сопровождается в основном выделением  $\text{CO}_2$  в количестве около  $145 \text{ м}^3$  на  $1 \text{ т}$  исходной древесины. При этом количество образующихся молодых каменных углей составляет  $530 \text{ кг}$  на  $1 \text{ т}$  исходной древесины.

Процесс образования молодых каменных углей происходил в основном  $100-180$  млн. лет назад.

3. Третья стадия углефикации — образование полуантрацитов из молодых каменных углей — сопровождается выделением  $\text{H}_2\text{O}$ ,  $\text{CH}_4$  и  $\text{CO}_2$  в различных соотношениях и может быть подразделена на три этапа с образованием промежуточных каменных углей.

а) Примерное соотношение выделяемых летучих веществ:  $1,4\text{H}_2\text{O} + 0,4\text{CH}_4 + \text{CO}_2$ .

В пересчете на  $1 \text{ т}$  исходной древесины выделяется  $13 \text{ м}^3 \text{ CH}_4$  и  $35 \text{ м}^3 \text{ CO}_2$ . Количество угля снижается до  $470 \text{ кг}$ .

б) Соотношение летучих продуктов:  $5\text{H}_2\text{O} + 3\text{CH}_4 + \text{CO}_2$ . Объем газов  $15 \text{ м}^3 \text{ CH}_4$  и  $5 \text{ м}^3 \text{ CO}_2$ . Количество угля  $450 \text{ кг}$ .

в) Соотношение летучих продуктов:  $1,5\text{H}_2\text{O} + 6\text{CH}_4 + \text{CO}_2$ .

Объем газов  $73 \text{ м}^3 \text{ CH}_4$  и  $14 \text{ м}^3 \text{ CO}_2$ . Количество угля снижается примерно до  $410 \text{ кг}$ .

4. Четвертая стадия процесса — образование антрацита из полуантрацита — характеризуется образованием большого количества (до  $150 \text{ м}^3$ ) метана, не сопровождаемого выделением  $\text{CO}_2$  и  $\text{H}_2\text{O}$ . В результате этого несколько снижается теплота сгорания антрацита по сравнению с полуантрацитом. Количество образовавшегося антрацита составляет около  $370 \text{ кг}$  на  $1 \text{ т}$  исходной древесины.

Низшая теплота сгорания $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ , ккал/кг	Жаропроизводительность $t'_{\text{max}}$ , $^\circ\text{С}$	$\text{RO}_2 \text{ max}$ продуктов сгорания, %
4500	1980	20,5
5240	2050	19,5
6500—8300	2120	16,7
6000—7000		19,5
7300—8300	2130	19,0
8000—8200	2130	19,3
8000	2150	20,2

Процесс образования каменных углей и антрацитов происходил в основном 200—250 млн. лет назад.

Ископаемые угли не являются однородными.

В 1919 г. М. Стокс отметила наличие в углях следующих ингредиентов: витрена, кларена, дюрена и фюзена.

Витрен (*vitreus* — стеклянный) представляет собой хрупкую однородную блестящую черную массу с раковистым изломом, не содержащую различных под микроскопом растительных остатков. Угли с высоким содержанием витрена обладают малой механической прочностью.

Кларен (*clarus* — блестящий) — блестящая или полублестящая неоднородная черная масса, часто содержащая вкрапления витрена и фюзена.

Дюрен (*durus* — твердый) является твердой прочной неоднородной матовой массой бурого-черного или бархатисто-черного цвета, содержащей скопления спор и смоляных телец. Часто содержит включения фюзена и витрена.

Фюзен (*fusus* — вытянутый) представляет собой однородные пористые матовые прослойки, по структуре напоминающие древесный уголь, иногда со значительным содержанием минеральных веществ. Характеризуется малым выходом летучих веществ и не обладает способностью переходить при нагревании в пластическое состояние.

В процессе исследования углей их обрабатывают смесью бензола и спирта или другими растворителями. При этом в раствор переходят битумы, т. е. смесь углеводородов, жирных кислот, сложных эфиров и некоторых других органических соединений.

Путем обработки раствором едкой щелочи из углей можно извлечь высокомолекулярные гуминовые кислоты, содержащие несколько карбоксильных групп —  $\text{COOH}$ , характерных для органических кислот, а также гидроксильные группы —  $\text{OH}$ , карбонильные —  $\text{CO}$  и метаксильные —  $\text{OSn}_3$ .

После указанных операций получают остаточный уголь, нерастворимый в обычных условиях в органических растворителях и щелочах.

## КЛАССИФИКАЦИЯ УГЛЕЙ

Для оценки свойств углей и их классификации первостепенное значение имеет выход летучих веществ при нагреве угля в стандартных условиях и характер твердого остатка, образующегося после отгонки летучих.

Помимо этих показателей, в международной классификации углей используют индексы спекаемости и коксуетости, а в классификации СССР — толщину спекающегося слоя.

В международной классификации углей (табл. 46) оценку спекаемости, на основе которой угли подразделяются на группы, производят по индексу свободного вспучивания королька или по индексу Рога.

Индекс свободного вспучивания определяют путем сопоставления степени вспучивания измельченного угля при его нагреве в закрытом тигле в стандартных условиях до температуры  $820 \pm 5^\circ$  с контурами стандартных профилей.

Для определения спекаемости по индексу Рога 1 г угля смешивают с 5 г антрацита, используемого в качестве инертной присадки, и в течение 15 мин подвергают коксованию в стандартных условиях под нагрузкой при  $850^\circ$ . Образующийся коксовый корольок подвергают трехкратному испытанию на прочность в стандартном барабане, причем после каждой барабанной пробы фиксируют вес частиц кокса размером более 1 мм.

Коксуетость, на основе которой угли в международной классификации распределяются на подгруппы, оценивают по одному из двух взаимозаменяемых параметров, а именно: по диламетрическому показателю, т. е. изменению объема пробы угля в процессе коксования, или по типу образующегося кокса.

Т а б л и ц а 46

Международная классификация каменных углей и антрацитов ( $1 \text{ ккал/кг} = 4,187 \text{ кДж/кг}$ )

Группы углей по спекаемости			Кодификационный номер										Подгруппы углей по конусоустойчивости			
вторая цифра по коду	альтернативный показатель												третья цифра по коду	альтернативный показатель		
	показатель испучивания	показатель тел Roga												показатель по дилатометру, % увеличения объема	показатель Грей-Кинга	
3	>4	>45						435	535	635			5	>140	>G <sub>6</sub>	
							334	434	534	634			4	50-140	G <sub>5</sub> - G <sub>6</sub>	
							VA		VB							
2	2 1/2-4	20-45							533	633	733		3	0-50	G <sub>1</sub> - G <sub>4</sub>	
							332a	432	532	632	732	832	2	≤0	E - G	
1	1-2	5-20							523	623	723	823	3	0-50	G <sub>1</sub> - G <sub>4</sub>	
							322	422	522	622	722	822	2	≤0	E - G	
							IV									
0	0-1/2	0-5							521	621	721	821	1	Дает только усадку	B - D	
							312	412	512	612	712	812	2	≤0	E - G	
Классы углей по коду	(первая цифра по коду)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Примечание. Пробы угля, подвергавшиеся анализу, должны иметь зольность не более 10%; в противном случае они должны быть предварительно обогащены.				
Выход летучих веществ *, %	0-3	—	3-40	10-14	14-20	20-28	28-33	33-38	38-43	43-48	48-53	53-58	58-63	63-68	68-73	
Теплота сгорания **, ккал/кг	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	

\* В пересчете на органическое (беззольное и безводное) вещество угля. \*\* В пересчете на беззольный воздушный уголь. Воздушным считается уголь, сохраняющий постоянную влажность при температуре 30° С и при относительной влажности воздуха 97%.

Способ подразделения углей на подгруппы (по Грей-Кингу) основан на коксовании 20 г угля при 600° и сопоставлении образующегося нелетучего остатка с набором эталонных образцов, маркируемых буквами А, В, С, D, E, F, G.

Буквой А обозначают порошкообразный кокс, В — легко превращающийся в порошок, С — хрупкий, D — уменьшившийся в объеме, непрочный, E — уменьшившийся в объеме, умеренно прочный, F — слегка уменьшившийся в объеме, прочный; G — спекшийся прочный королёк кокса, по объему равный исходному углю (стандартный кокс). При образовании большего по объему прочного королёка слабо вспученного кокса его обозначают G<sub>1</sub>, а прочный умеренно вспученный — G<sub>2</sub>.

Для определения коксующести сильно вспучивающихся углей их смешивают перед коксованием с электродным углем.

В зависимости от минимального числа грамм электродного угля, которое необходимо ввести в состав смеси с испытуемым углем (суммарный вес смеси 20 г) для получения прочного кокса, близкого по типу к стандартному коксу (объем кокса равен объему исходной смеси), уголь обозначают буквой G с цифрой, показывающей число грамм «углерода», введенного в смесь, например G<sub>3</sub>, G<sub>4</sub> и т. д.

Согласно международной классификации, угли с высшей теплотой сгорания беззольной воздушносухой массы до 5700 ккал/кг относят к числу бурых углей. При этом принимается, что воздушносухой массой является уголь, не изменяющий свою влажность при температуре 30° С и относительной влажности воздуха 97%.

Угли с большей теплотой сгорания подразделяют на 10 классов в зависимости от выхода летучих веществ из горючей массы (V<sub>г</sub>) и теплоты сгорания (табл. 46).

К нулевому классу относят угли с V<sub>г</sub> до 3%, к первому классу А — от 3 до 6,5%, к первому классу Б — от 6,5 до 10%, ко второму классу угли с V<sub>г</sub> от 10 до 14%, к третьему с V<sub>г</sub> от 14 до 20%, к четвертому с V<sub>г</sub> от 20 до 28 и к пятому с V<sub>г</sub> от 28 до 33%.

Угли с выходом летучих более 33% относятся к классам 6, 7, 8 и 9. Подразделение углей на классы 6—9 производится по высшей теплоте сгорания воздушносухой массы, как это показано в нижней горизонтальной графе таблицы.

Номер класса входит в виде первой цифры в трехзначный код угля.

Вторая цифра кода угля означает индекс его спекаемости, определяющий номер группы угля.

Группа угля по спекаемости определена по одному из взаимозаменяемых индексов. Эти индексы отмечены в левой вертикальной графе таблицы.

Третья цифра в коде угля соответствует номеру подгруппы по коксующести, определяемому по dilatометрическому методу или по типу кокса.

Подгруппы углей по коксующести отмечены в правом вертикальном столбце таблицы.

Так, при выходе летучих веществ, равном 40%, высшей теплоте сгорания беззольного воздушносухого угля 6500 ккал/кг, индексе вспучивания королёка 3 и 20% расширения по dilatометру уголь должен быть отнесен по выходу летучих веществ и теплоте сгорания к классу 8; по индексу вспучивания к группе по спекаемости 2 и по dilatометрическому показателю к подгруппе по коксующести 3.

В соответствии с этим номер кода данного угля 823.

При выходе летучих, равном 30%, индексе Рога 30 и типе кокса по Грей-Кингу G<sub>2</sub> уголь следует отнести к классу 5, группе по спекаемости 2 и подгруппе по коксующести 3. Номер кода угля 523.

Римскими цифрами в табл. 46 обозначены типы углей. Характеристики этих типов даны в табл. 47.

Таблица 47

Характеристика групп и подгрупп углей по международной классификации

Группа и подгруппа	Угли	Выход летучих веществ, %	Вид тигельного кокса
I	Антрациты	3—10	Порошкообразный
IA	То же	3—6,5	
IB	»	6,5—10	
II	Тошние	10—14	От порошкообразного до слипшегося
III	Слабоспекающиеся, очень слабоспекающиеся паровичные, а также термически изменившиеся и выветрившиеся	10—28	
IV	Слабо- и среднеспекающиеся, слабо- и среднекокующиеся	10—28	От слипшегося до слабо-вспученного
V	Хорошо спекающиеся	14—33	
VA	Жирные	14—20	Сплавленный сильно-вспученный
VB	То же	20—28	
VC	Газовые с хорошей коксуюмостью	Более 28	
VD	Газовые с меньшей коксуюмостью	Более 33	
VI	Газовые, газопламенные и пламенные	Более 33	От вспученного до слабовспученного
VIA	Газовые, газопламенные и пламенные угли средней спекаемости и слабой до средней коксуюмости		
VIB	Газопламенные и пламенные угли слабой и средней спекаемости и слабой и весьма слабой коксуюмости	Более 33	От слабовспученного до слипшегося
VII	Газопламенные и пламенные неспекающиеся и слабоспекающиеся, некокующиеся и весьма слабококующиеся угли	Более 33	

## РОЛЬ УГЛЯ В ТОПЛИВНОМ БАЛАНСЕ

Около ста лет назад, в 1870 г., во всем мире было добыто 200 млн. *т* угля, в том числе 110 млн. *т* (более 50 %) в Великобритании.

Доля России составляла в то время менее 1 % [15].

В 1880 г. мировая добыча угля увеличилась до 344 млн. *т*, из них в Великобритании было добыто 147 млн. *т* (43 %), в США 70 млн. *т* (20 %), в Германии 59 млн. *т* (17 %), во Франции 19 млн. *т* (5,5 %), в Бельгии 17 млн. *т* (5 %), в Австрии 16 млн. *т* (4,5 %). В России было добыто 3,3 млн. *т* угля, и доля России, включая Царство Польское, достигла в 1880 г. 1 % мировой добычи [15]. При этом на территории России в границах СССР в 1880 г. было добыто всего лишь 2 млн. *т* угля — менее 0,6 % мировой добычи.

В 1913 г. добыча угля в России (в границах СССР) составила 29,1 млн. *т*, и Россия занимала по добыче угля уже шестое место в мире.

Приведенные в табл. 48 данные иллюстрируют высокие темпы роста добычи угля до конца 50-х годов и более медленный рост добычи угля за последнее десятилетие, вследствие опережающего развития нефтяной и газовой промышленности. Советский Союз занимает по добыче угля первое место в мире. На втором месте США.

При подсчетах, выполненных в 1956 г., общие геологические запасы углей до глубины 1800 м были оценены в 8670 млрд. *т*, в том числе действительные около 241, вероятные 942 и возможные 7487 млрд. *т* [4, 77—80].

Таблица 48

Добыча ископаемых углей (в млн. т) [1]

Год	Вид топлива					Всего	
	бурый уголь	каменный уголь			антрацит	натуральное топливо	в пересчете на условное топливо
		для коксования	для других целей	итого			
1913	1,2			23,2	4,8	29,2	23,1
1922	2,0			7,1	2,2	11,3	—
1940	26	35	69	104	36	166	140,5
1945	50			82	17	149	115
1950	76	52	93	145	40	261	206
1955	113			219	58	390	311
1960	135	110	191	301	74	510	373
1965	150	139	213	352	76	578	412
1966	146	143	219	362	77	585	420
1967	144	148	226	374	77	595	429
1968	138	154	225	379	77	594	429

Геологические запасы угля в СССР составляют около 55% мировых ресурсов и являются гигантским резервом топлива, обеспечивающим будущие потребности страны на много веков. Однако не все ресурсы угля можно рассматривать как топливную базу для использования уже в настоящее время. Примерно две трети геологических запасов приходится на угольные бассейны северной Сибири, расположенные в необжитых районах, удаленных от потребителей топлива. Значительная часть геологических запасов других районов также приходится на бассейны и месторождения, освоение которых в настоящее время нецелесообразно вследствие неблагоприятных условий залегания угольных пластов, зольности топлива и других факторов.

Наряду с этим многие прогнозные геологические ресурсы угля еще не подтверждены в полной степени разведочными работами.

Академик Н. В. Мельников оценивает достоверные запасы углей в СССР, извлечение которых возможно при современном уровне техники, в 1200 млрд. т [57].

Разведанные и прогнозные запасы угля в районах, наиболее благоприятных для промышленного освоения, с учетом мощности пластов и зольности топлива оцениваются в настоящее время в 500—600 млрд. т. Из них около 150 млрд. т приходится на угли, пригодные для коксования, 150—160 млрд. т на угли, которые можно добывать открытым способом [78].

Капиталовложения, необходимые для добычи угля, и его себестоимость в большой степени определяются условиями залегания угольных пластов, обуславливающими методы добычи топлива.

При неглубоком залегании мощных угольных пластов, доступных для разработки открытым способом с применением роторных экскаваторов, как это имеет место, например, в Канско-Ачинском бассейне, себестоимость добываемого угля и необходимые для этого капиталовложения невелики и развитие добычи угля является вполне эффективной [80]. Шахтная добыча глубоко залегающих углей требует гораздо больших капиталовложений и обходится значительно дороже.

Развитие подземной добычи необходимо в первую очередь для обеспечения металлургии коксующимися каменными углями.

В ряде районов страны каменные угли и антрацит, добываемые в шахтах, обеспечивают значительную часть потребности в энергетическом топливе.

## БУРЫЕ УГЛИ

Бурые угли являются наименее обуглероженным видом ископаемых углей.

Состав органической массы бурых углей различных месторождений меняется в значительной степени. Колебания в составе органической массы характеризуются следующими цифрами (в %): углерод 65—78; водород 4,3—6,3; кислород 16—27; азот 1,7—0,6; сера 0,2—2,7.

Наименее углефицированные виды бурых углей по своему составу и свойствам приближаются к торфу, а бурые угли с высоким содержанием углерода сходны с молодыми по химическому возрасту каменными углями.

Выход летучих веществ составляет большей частью 40—50% на горючую массу, достигая у некоторых бурых углей 60%.

Различают следующие разновидности [71] бурых углей.

*Лигнит* — гумифицированная ископаемая древесина с отчетливо сохранившейся древесной структурой. Наиболее молодой по химическому возрасту вид бурых углей.

*Землистый бурый уголь* рыхлого строения с высоким содержанием гуминовых кислот.

*Сажистый бурый уголь* с высоким содержанием фюзена.

*Матовый плотный бурый уголь* с высоким содержанием дюрена.

*Блестящий бурый уголь*, плотный, часто с повышенным содержанием углерода и малым содержанием гуминовых кислот. Матовые угли имеют большей частью буроватый цвет, а куски блестящих углей бывают иногда черного цвета. Однако на неглазурованной фарфоровой пластинке («бисквите») большинство бурых углей, как отмечалось выше, оставляет бурую черту. Это является одним из внешних отличий бурых углей от каменных [13, 73].

Содержание серы в горючей массе бурых углей различных месторождений колеблется в широких пределах — от 0,3 до 3%. Низшая теплота сгорания горючей массы бурых углей от 6000 до 7000 ккал/кг. Важным отличием бурых углей от торфа является высокое содержание золы, большей частью от 20 до 40% на сухую массу топлива. Бурые угли обладают высокой гигроскопичностью. Содержание влаги в рабочей массе обычно больше 20%, а у некоторых бурых углей достигает 55%, т. е. превышает среднюю влажность фрезерного торфа. Бурые угли маркируют в зависимости от содержания влаги следующим образом:  $W^p$  более 40% — марка Б1,  $W^p$  от 30 до 40% — Б2,  $W^p$  до 30% — Б3.

По размеру кусков бурые угли согласно ГОСТ-7050-60 подразделяют на уголь БК (бурый крупный) — размеры кусков 50—100 мм; БО (бурый орех) 25—50 мм; БМ (бурый мелкий) 13—25 мм; БСШ (бурый семечко с штыбом 0—13 мм). Размер кусков бурого рядового угля (БР) не ограничен.

## БУРЫЕ УГЛИ МАРКИ Б1

К числу бурых углей марки Б1 (с содержанием влаги более 40%) принадлежат угли Днепровского бассейна, Мукачевского месторождения и Южно-Уральского бассейна. Угли этой марки являются наименее углефицированной группой ископаемых углей. Среднее содержание углерода в их горючей массе обычно ниже 70%, содержание водорода около 6%, а кислорода более 20%. Выход летучих веществ  $V^t$  60—65%, приближающийся к выходу летучих веществ у торфа (~ 70% от веса горючей массы). Среднее содержание влаги в рабочем топливе у большинства углей превышает 50%. Низшая теплота сгорания 1800—2200 ккал/кг. Жаропроизводительность 1400—1500° С.

Бурые угли марки Б1 характеризуются высокой приведенной влажностью на 1000 ккал низшей теплоты сгорания рабочего топлива порядка 23—32 %. Содержание водяного пара в продуктах сгорания, не разбавленных воздухом, 25—30 %. Соотношение объемов  $H_2O : CO_2$  в продуктах сгорания 2—2,2.

В табл. 49 приведен состав горючей массы бурых углей марки Б1 по Т. А. Зикееву [81]; дан состав рабочей массы и подсчитанные автором теплотехнические характеристики.

Таблица 49

Состав и теплотехнические характеристики бурых углей марки Б1

Показатель	Днепров- ский бассейн	Южно-Ураль- ский бассейн (Бабаевское месторождение)	Показатель	Днепров- ский бассейн	Южно-Ураль- ский бассейн (Бабаевское месторождение)
<i>Горючая масса топлива</i>			<i>Теплотехнические характеристики</i>		
Состав, %:			$Q_H$ , ккал/кг	1800	2170
$S_{k+op}^r$	5,8	1,8	$RO_{2, шах}^r$ , %	19,0	18,6
$C^r$	67,6	70,0	$t'_{ шах}$ , °C	1400	1480
$H^r$	5,7	6,5	$P$ , ккал/н.м <sup>3</sup>	790	830
$N^r$	0,9	0,8	$R$ , ккал/н.м <sup>3</sup>	560	600
$O^r$	20,0	20,9	$B$	0,71	0,72
Выход летучих	60	63	$W^p$ прив, %	30	25
$V^r$ , %			$A^p$ прив, %	10	4
Теплота сгорания	6900	7100	$S^p$ ор прив, %	1	0,3
$Q_G^r$ , ккал/кг			$V_{возд}^0$ прив, н.м <sup>3</sup>	1,3	1,25
<i>Сухая масса топлива</i>			$V_{\Sigma}^0$ прив, н.м <sup>3</sup>	1,8	1,7
$A^c$ , %	27	19	$V_{с. г.}^0$ прив, н.м <sup>3</sup>	1,28	1,2
<i>Рабочая масса топлива</i>			$V_{H_2O}^0$ прив, н.м <sup>3</sup>	0,52	0,5
Состав, %			<i>Характеристики плавкости золы</i>		
$W^p$	55	54	$t_1$ , °C	1130	1100
$A^p$	12	9	$t_2$ , °C	1200	1200
$S_{k+op}^p$	1,9	0,7	$t_3$ , °C	1250	1250
$C^p$	22,3	26,0			
$H^p$	1,9	2,4			
$N^p$	0,3	0,3			
$O^p$	6,6	7,6			

**Угли Днепровского бассейна.** Днепровский буругольный бассейн расположен на западном побережье Днепра в районе городов Запорожье — Кривой Рог — Житомир.

Средняя мощность пластов около 5 м, а максимальная 25 м. Угли залегают на глубине от нескольких десятков до 100 м. Добыча осуществляется открытым способом в районах Александрии, Звенигородска и др.

Угли характеризуются высокой влажностью, зольностью и сернистостью. В сухом топливе содержится до 30 % минеральной массы. Содержание влаги в рабочем топливе превышает 50 %. Почти две трети рабочего топлива составляет балласт. Низшая теплота сгорания рабочего топлива порядка 2000 ккал/кг. Жаропроизводительность ниже 1500°.

**Угли Мукачевского месторождения.** Мукачевское месторождение бурых углей расположено в Закарпатской Украине вблизи от города Мукачево. Низшая теплота сгорания горючей массы порядка 5800 ккал/кг. Выход лету-



чих около 60%. Содержание балласта в рабочем топливе составляет около 70% (45% влага и 25% зола).

**Угли Южно-Уральского бассейна.** Южно-Уральский бурогольный бассейн расположен в Оренбургской области и Башкирской АССР. Мощность пластов угля достигает 100 м. Глубина залегания от 40 до 270 м. Уголь добывают в разрезах.

Влажность южно-уральских бурых углей превышает 50%, а суммарное содержание балласта в рабочем топливе более 60%.

#### БУРЫЕ УГЛИ МАРКИ Б2

Бурые угли марки Б2 содержат 30—40% влаги. К ним относятся угли Подмосковского и Канско-Ачинского бурогольных бассейнов и ряда месторождений.

В горючей массе бурых углей Б2 содержится большей частью свыше 70% углерода. Выход летучих веществ 40—50%. Зольность и сернистость углей различных месторождений колеблется в больших пределах. Низшая теплота сгорания рабочей массы большинства углей Б2 2500—3500 ккал/кг. Жаропроизводительность  $t'_{\max}$  1700—1870° (см. табл. 50). Приведенная влажность рабочего топлива 10—15%. Содержание водяного пара в продуктах сгорания (при  $\alpha = 1$ ) 15—20%. Соотношение объемов  $H_2O:CO_2$  в продуктах сгорания немногим более 1.

**Угли Подмосковского бассейна.** Подмосковский бурогольный бассейн расположен в основном в Тульской, Калужской и Калининской областях, он охватывает район Москвы дугой длиной около 900 км.

Разведанные балансовые запасы угля в бассейне оцениваются примерно в 6 млрд. т, в том числе разведанные по категориям А + В + С<sub>1</sub> 4,4 млрд. т [4].

В Подмосковном бассейне сосредоточено около 80% бурых углей, залегающих в Европейской части СССР. Мощность угольных пластов от 0,5 до 12 м. Средняя мощность рабочих пластов 1,5—2 м.

В горючей массе содержится около 6% серы. Из этого количества немногим более половины составляет колчеданная сера, от которой угли могут быть освобождены в процессе обогащения. Получаемый в виде отхода углистый колчедан может быть использован для производства серной кислоты. Низшая теплота сгорания горючей массы около 6300 ккал/кг.

Подмосковные угли высокозольны. Зольность сухой массы колеблется от 10 до 45%, составляя в среднем по бассейну около 35%. Содержание золы в углях в значительной степени возрастает с уменьшением размера кусков добываемого топлива в связи с увеличением процента пустой породы.

В рабочем топливе содержится 25—37% влаги. Среднее содержание влаги в рабочем топливе 33%. Суммарное содержание балласта в рабочем топливе около 56%. Низшая теплота сгорания около 2500 ккал/кг, жаропроизводительность около 1700° С. Состав и теплотехнические характеристики подмосковского угля приведены в табл. 50.

Вследствие высокого содержания влаги, золы и серы, низкой жаропроизводительности и склонности к самовозгоранию подмосковные угли являются низкосортным видом топлива. Тем не менее стационарные и крупные промышленные паровые котлы работают на подмосковном угле, сжигаемом в пылевидном состоянии с к.п.д. до 89%, лишь немногим уступающим к.п.д. котлов на наиболее квалифицированных видах топлива. Следует отметить также малый расход энергии на помол подмосковского угля.

К сожалению, подмосковский уголь, добываемый в Центральном промышленном районе, является одним из наиболее дорогих видов топлива. Шахтная добыча подмосковского угля требует крупных капиталовложений. Себестоимость 1 т подмосковского угля, добываемого в шахтах, составляет 5—7

Таблица 50

Состав и теплотехнические характеристики бурых углей марки Б2

Характеристики угля	Подмосковный бассейн	Черновское месторождение (Читинская область)	Райчихинское месторождение (Хабаровский край)	Кивдинское месторождение (Хабаровский край)	Бикинское месторождение (Приморский край)	Ангренское месторождение (Узбекская ССР)
<i>Горючая масса топлива</i>						
Состав, %						
$S_{\text{к}}^{\text{г}}$	3,0	0,8	0,6	0,3	0,7	1,4
$S_{\text{ор}}^{\text{г}}$	2,8					0,9
$C^{\text{г}}$	67,0	75,0	70,5	71,0	65,6	76,5
$H^{\text{г}}$	5,2	5,0	4,2	4,3	5,6	3,8
$N^{\text{г}}$	1,3	1,2	1,1	1,2	1,7	0,5
$O^{\text{г}}$	20,7	18,0	23,6	23,2	26,4	16,9
Выход летучих $V^{\text{г}}$ , %	47,0	44,0	42,0	—	—	33,0
Теплота сгорания $Q_{\text{б}}^{\text{г}}$ , ккал/кг	6700	7150	6350	6150	6150	6950
<i>Сухая масса топлива</i>						
$A^{\text{с}}$ , %	34	13	13	20	—	16
<i>Рабочая масса топлива</i>						
Состав, %						
$W^{\text{р}}$	33,0	34,0	39,0	37,0	37,0	36,0
$A^{\text{р}}$	23,0	8,0	8,0	13,2	22,0	10,0
$S_{\text{к}}^{\text{р}}$	1,3	0,4	0,3	0,2	0,3	0,7
$S_{\text{ор}}^{\text{р}}$	1,2					0,5
$C^{\text{р}}$	29,5	43,5	37,5	35,3	26,9	41,1
$H^{\text{р}}$	2,3	2,9	2,2	2,1	2,3	2,4
$N^{\text{р}}$	0,6	0,7	0,5	0,6	0,7	0,2
$O^{\text{р}}$	9,1	10,5	12,5	11,6	10,8	9,1
<i>Теплотехнические характеристики</i>						
$Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ , ккал/кг	2560	3800	3000	2840	2160	3380
$RO_{2\text{max}}$ , %	19,3	19,4	19,8	19,7	19,3	19,9
$t'_{\text{max}}$ , °C	1730	1860	1750	1730	1600	1800
$P$ , ккал/нм <sup>3</sup>	860	875	860	850	835	865
$R$ ккал/нм <sup>3</sup>	700	750	710	700	645	730
$B$	0,80	0,84	0,82	0,82	0,79	0,84
$W^{\text{р}}$ прив, %	13	9	12,3	13	17	11
$A^{\text{р}}$ прив, %	9	2,2	2,5	5	10	3,2
$S_{\text{к+ор прив}}^{\text{р}}$ , %	1	0,1	0,1	0,1	0,15	0,4
$V_{\text{возд прив}}^0$ , нм <sup>3</sup>	1,17	1,14	1,12	1,20	1,22	1,17
$V_{\Sigma \text{ прив}}^0$ , нм <sup>3</sup>	1,43	1,33	1,42	1,43	1,55	1,37
$V_{\text{с.г. прив}}^0$ , нм <sup>3</sup>	1,16	1,12	1,16	1,18	1,20	1,15
$V_{\text{H}_2\text{O прив}}^0$ , нм <sup>3</sup>	0,27	0,21	0,26	0,25	0,35	1,22
<i>Характеристики плавкости золы</i>						
$t_1$ , °C	1350	1060	1100	1050	1400	1160
$t_2$ , °C	1500	1180	1250	1200	1450	1300
$t_3$ , °C	1500	1210	1300	1250	1500	1320

руб/т, или около 19 руб. в пересчете на 1 т условного топлива. Стоимость угля, добываемого в старых шахтах небольшой мощности, еще выше.

Себестоимость 1 т подмосковного угля в карьерах около 2 руб., или 6 руб. за 1 т условного топлива. Однако открытым способом добывается лишь около 10% подмосковного угля. Возможности увеличения открытой добычи подмосковного угля ограничены.

Удешевление транспорта углеводородного топлива по мощным трубопроводам и каменных углей на реконструированных железных дорогах обусловило более дешевую себестоимость этих видов топлива в Центральном районе по сравнению с подмосковным углем, добываемым в шахтах.

В 1913 г. было добыто 0,3 млн. т подмосковного угля, в 1940 г. — 10, в 1955 — 39,5, в 1959 г. — 47, в 1960 г. — 43, в 1965 г. — 39, в 1966 г. — 40 млн. т.

В 1970 г. Правительство СССР поручило<sup>1</sup> Министерству угольной промышленности СССР разработать и осуществить мероприятия, обеспечивающие полное освоение к 1972 г. производственных мощностей действующих шахт и карьеров Подмосковного бассейна. Намечено строительство новых шахт.

**Угли Канско-Ачинского бассейна.** Канско-Ачинский бурогольный бассейн расположен в Восточной Сибири. Протяженность его вдоль Транссибирской железной дороги от г. Мариинска до ст. Тайшет около 700 км. Ширина бассейна от 50 до 300 км.

Перспективные запасы угля в бассейне на глубине до 300 м оцениваются в 240 млрд. т, из них возможные запасы, пригодные для разработки открытым способом, могут составить 80 млрд. т [77].

Мощность угольного пласта 50—80 м, а в некоторых районах достигает 100 м.

Уголь залегает почти горизонтально на небольшой глубине и на многих участках может добываться открытым способом при очень небольших затратах. Коэффициент вскрыши составляет всего лишь от 1 до 3 м<sup>3</sup>/т угля.

С 1950 г. в бассейне открытым способом разрабатываются Назаровское месторождение, расположенное западнее г. Красноярска (между Красноярском и Ачинском), и Ирша-Бородинское — восточнее г. Красноярска (между Красноярском и Канском).

Весьма перспективными являются Березовское, Итатское и Барандатское месторождения, расположенные западнее Назаровского, Абанское, находящееся в 50 км от г. Канска, и другие месторождения. Запасы угля, на базе которых могут быть созданы мощные карьеры, в этих месторождениях исчисляются миллиардами тонн [78].

Создание мощных карьеров позволяет эффективно использовать наиболее производительное оборудование при проведении вскрышных работ и при добыче угля.

Удельные капиталовложения, необходимые для добычи канско-ачинских углей, оцениваются в 5—8 руб. на 1 т условного топлива. Себестоимость 1 т натурального топлива, добываемого в карьерах, около 1 руб., или около 2 руб. в пересчете на условное топливо.

При создании весьма мощных карьеров предполагается, что себестоимость канско-ачинских углей будет порядка 50 коп. за 1 т угля, или около 1 руб. [3] за 1 т условного топлива, т. е. примерно в десять раз дешевле донецкого угля [3, 82].

Канско-ачинские угли различных месторождений близки по своему составу. Они являются малосернистым и малозольным топливом и содержат от 30 до 40% влаги. Выход летучих веществ из горючей массы около 48%.

Усредненный состав канско-ачинских углей и подсчитанные автором теплотехнические характеристики даны в табл. 51.

Можно отметить две группы углей Канско-Ачинского бассейна.

<sup>1</sup> «Известия», 16 января 1970 г.

Таблица 51

Состав и теплотехнические характеристики бурых углей Канско-Ачинского бассейна

Характеристики угля	Ирша-Бородинское	Березовское	Абанское	Барандатское	Назаровское	Итатское	Боготольское
<i>Горючая масса топлива</i>							
Состав, %							
$S_{o+k}^F$	0,3	0,3	0,6	0,3	0,8	0,8	1,0
$C^F$	71,5	71,0	71,0	71,5	70,0	69,5	69,5
$H^F$	5,0	4,9	4,9	4,9	4,8	4,9	4,9
$N^F$	1,0	0,7	1,0	0,7	0,8	0,7	0,7
$O^F$	22,2	23,1	22,5	22,6	23,6	24,1	23,9
Выход летучих $V^F$ , %	48	48	48	48	48	48	48
Теплота сгорания $Q_b^F$ , ккал/кг	6750	6600	6650	6700	6520	6550	6550
<i>Сухая масса топлива</i>							
$A^c$ , %	9,0	7,0	12,0	7,0	12,0	11,7	12,0
<i>Рабочая масса топлива</i>							
Состав, %							
$W^p$	33,0	33,0	33,5	37,0	39,0	40,5	44,0
$A^p$	6,0	4,7	8,0	4,4	7,3	6,8	6,7
$S_{o+k}^p$	0,2	0,2	0,4	0,2	0,4	0,4	0,5
$C^p$	43,7	44,3	41,5	41,9	37,6	36,6	34,2
$H^p$	3,0	3,0	2,9	2,9	2,6	2,6	2,4
$N^p$	0,6	0,4	0,6	0,4	0,4	0,4	0,3
$O^p$	13,5	14,4	13,1	13,2	12,7	12,7	11,9
<i>Теплотехнические характеристики</i>							
$Q_H^p$ , ккал/кг	3740	3740	3520	3550	3110	3040	2820
$RO_{2max}$ , %	19,7	19,7	19,7	19,7	19,6	19,7	19,7
$t'_{max}$ , °C	1850	1840	1840	1810	1750	1740	1730
$P$ , ккал/нм <sup>3</sup>	895	890	890	890	875	875	870
$R$ , ккал/нм <sup>3</sup>	750	747	747	733	708	703	700
$B$	0,84	0,84	0,84	0,83	0,81	0,81	0,80
$W_{прив}^p$ , %	8,8	8,8	9,5	10,3	12,3	13,2	15,6
$A_{прив}^p$ , %	1,6	1,3	2,3	1,2	2,3	2,2	2,4
$S_{o+k}^p$ прив, %	0,05	0,05	0,11	0,05	0,13	0,13	0,17
$V_{возд. прив}^0$ , нм <sup>3</sup>	1,13	1,14	—	1,14	1,16	1,16	—
$V_{\Sigma прив}^0$ , нм <sup>3</sup>	1,33	1,34	—	1,36	1,42	1,43	—
$V_{с.г. прив}^0$ , нм <sup>3</sup>	1,12	1,13	—	1,12	1,15	1,15	—
$V_{H_2O прив}^0$ , нм <sup>3</sup>	0,21	0,21	—	0,24	0,27	0,28	—
<i>Характеристики плавкости золы</i>							
$t_1$ , °C	1180	1270	—	1300	1200	1200	1150
$t_2$ , °C	1210	1290	—	1310	1220	1220	1170
$t_3$ , °C	1230	1310	—	1340	1240	1240	1190

К первой группе принадлежат угли Ирша-Бородинского, Барандатского, Березовского и Абанского месторождений.

Среднее содержание углерода в горючей массе этих углей около 71—72%, водорода 5%, кислорода 22—23%, азота до 1%. Содержание серы 0,3—0,5%.

Средняя зольность сухой массы этих углей 7—12% (см. табл. 51).

Среднее содержание влаги в рабочем топливе около 33% (у углей Барандатского месторождения 36%). Низшая теплота сгорания 3500—3800 ккал/кг. Жаропроизводительность ( $t'_{\max}$ ) около 1840° С.

Ко второй группе можно отнести угли Назаровского, Итатского и Боготольского месторождений. Среднее содержание углерода в горючей массе этих углей 70%.

Содержание серы ( $\sim 0,8\%$ ).

Зольность сухой массы около 12%, а содержание влаги в угле около 40%.

Вследствие более высокого содержания кислорода в горючей массе и влаги в рабочем топливе теплота сгорания рассматриваемых углей примерно на 500 ккал/кг ниже, чем углей первой группы, а жаропроизводительность ниже  $\sim$  на 80°.

Уникальные по запасам и условиям залегания канско-ачинские угли используют в первую очередь на мощных электростанциях. При сжигании назаровских и ирша-бородинских углей на электростанциях отмечено шлакование газоходов котлов в области температур газов 800—900° С, возможно обусловленное образованием эвтектической смеси  $\text{CaSO}_4$  и  $\text{CaS}$  в результате взаимодействия окиси кальция, содержащейся в летучей золе, с окислами серы.

Для устранения шлакования газоходов совещание по энергетическому использованию углей Канско-Ачинского бассейна, проведенное в 1965 г., рекомендовало осуществлять сжигание углей при высоких температурах в циклонных и вихревых топках. Для повышения температуры в топках предусматривается подсушка угля до  $W = 16\%$  [83, 84].

Электроэнергию, генерируемую на мощных станциях, работающих на канско-ачинских углях, предполагается передавать на дальние расстояния. Дальний транспорт сырого угля с содержанием 30—40% влаги и теплотой сгорания ниже 4000 ккал/кг менее целесообразен.

Заслуживает внимания изучение транспорта подсушенного угля и полукокса.

**Угли Черновского месторождения.** К востоку от Канско-Ачинского бассейна в Читинской области расположено Черновское месторождение бурых углей.

По составу и теплотехническим характеристикам черновские угли (см. табл. 50) близки к ирша-бородинским углям Канско-Ачинского бассейна.

**Угли Дальнего Востока.** В Амурской области в 40 км от ст. Бурей расположен Кивда-Райчихинский угленосный район.

Рабочая мощность пласта 5—6 м. Глубина залегания до 100 м. Райчихинские угли, добываемые открытым способом с применением мощных экскаваторов, являются дешевым топливом. По проектным данным, себестоимость райчихинских углей в Благовещенске порядка 4,6 руб., в Хабаровске 5 руб. и в Комсомольске 6 руб. за 1 т условного топлива [3].

В Приморском крае расположено Бикинское месторождение бурых углей. Состав и теплотехнические характеристики бурых углей Райчихинского, Кивдинского и Бикинского месторождений приведены в табл. 50.

**Угли Золочевского (Тростянецкого) месторождения УССР.** Месторождение расположено в Западной Украине. Среднее содержание влаги в рабочем топливе составляет около 37%.

**Угли Ангренского месторождения.** Месторождение расположено в Узбекской ССР. Уголь добывается как открытым способом, так и в шахтах. Себестоимость угля открытой добычи около 3,5, подземной — 6 руб/т [3].

Таблица 52

Состав и теплотехнические характеристики бурых углей Урала, Сибири и Дальнего Востока с содержанием влаги до 30%

Показатели	Бассейн Челябинский	Месторождения								
		Волчанское (Свердл. область)	Богословское и Веселовское (Свердл. область)	Азейское (Иркутск. область)	Гусиноозерское (Бурятск. АССР)	Арбагарское (Читинск. область)	Тарбагатайское (Читинск. область)	Тавричанское (Приморск. край)	Артемовское (Приморск. край)	Сахалинское
Горючая масса топлива										
Состав, %										
$S_K^r$	1,8									
$S_{op}^r$	0,8	0,3	0,5	0,6	0,8	1,2	2,1	0,7	0,5	0,5
$C^r$	71,5	66,0	69,5	73,5	75,0	71,0	74,5	73,0	71,0	72,0
$H^r$	5,2	5,1	4,8	5,3	5,0	4,9	5,2	5,9	5,7	5,5
$N^r$	1,7	0,8	1,2	1,5	1,2	1,4	1,3	2,2	1,8	1,5
$O^r$	19,0	27,8	24,0	19,1	18,0	21,5	16,9	18,2	21,0	20,5
Выход летучих										
$V^r$ , %	44	50	46	46	43	38	43	48	50	48
$Q_6^r$ , ккал/кг	6900	6100	6400	7200	7300	6800	7200	7200	6900	6800
Сухая масса топлива										
$A^c$ , %	34	33	30	13	17	20	18	25	23	15
Рабочая масса топлива										
Состав, %										
$W^p$	17,0	23,0	28	22	23	25	30	15	26	20
$A^p$	28,0	27	20	10	13	15	13	22	17	12
$S_{K+op}^p$	1,5	0,2	0,3	0,4	0,6	0,7	1,2	0,4	0,3	0,3
$C^p$	39,1	33,0	36,1	50,0	48,0	42,6	42,6	46,1	40,5	49,0
$H^p$	2,8	2,5	2,5	3,6	3,2	2,9	2,9	3,7	3,3	3,8
$N^p$	1,0	0,4	0,6	1,0	0,7	0,8	0,7	1,4	1,0	0,9
$O^p$	10,6	13,9	12,5	13,0	11,5	13,0	9,6	11,4	11,9	14,0
Теплотехнические характеристики										
Теплота сгорания низшая										
$Q_H^p$ , ккал/кг	3500	2800	3000	4500	4300	3700	3800	4250	3600	4450
$RO_{2max}$ , %	19,3	19,7	19,9	19,1	19,2	19,6	19,1	19,0	19,0	19,0
$t'_{max}$ , °C	1940	1800	1830	1980	1950	1930	1880	2020	1870	1980
$P$ , ккал/нм <sup>3</sup>	910	870	890	930	910	920	880	920	900	920
$R$ , ккал/нм <sup>3</sup>	785	725	740	800	790	780	760	820	760	800
$B$	0,87	0,84	0,84	0,86	0,86	0,85	0,87	0,88	0,84	0,86
$W_{прив}^p$ , %	5	9	9	5	5,5	7	8	3,5	7	4,5
$A_{прив}^p$ , %	8,0	10	6,5	2	3	4	3	5	5	3
$S_{K+op}^p$ , %	0,4	0,1	0,1	0,1	0,15	0,2	0,3	0,1	0,1	0,1
$V_{возд. прив}^0$ , нм <sup>3</sup>	1,11	1,16	1,14	1,10	1,11	1,12	1,15	1,10	1,13	1,10
$V_{\Sigma прив}^0$ , нм <sup>3</sup>	1,27	1,39	1,34	1,25	1,26	1,30	1,31	1,23	1,32	1,24
$V_{с.г прив}^0$ , нм <sup>3</sup>	1,10	1,15	1,12	1,08	1,09	1,10	1,13	1,08	1,11	1,07
$V_{H_2O прив}^0$ , нм <sup>3</sup>	0,17	0,24	0,22	0,17	0,17	0,20	0,18	0,15	0,21	0,17

Показатели	Бассейн Челябинский	Месторождения								
		Волчанское (Свердл. область)	Богословское и Веселовское (Свердл. область)	Азейское (Иркутск. область)	Гусиноозерское (Бурятск. АССР)	Арбагарское (Читинск. область)	Тарбагатайское (Читинск. область)	Тавричанское (Приморск. край)	Артемовское (Приморск. край)	Сахалинское
Характеристики плавкости золы										
$t_1$ , °C	1100	1360	1200	1100	1100	1050	1050	1200	1125	1100—1400
$t_2$ , °C	1150	1500	1350	1300	1200	1170	1230	1400	1240	1200—1500
$t_3$ , °C	1220	—	1400	1320	1220	1220	1250	1450	1280	1200—1500

### БУРЫЕ УГЛИ МАРКИ БЗ

К этой группе относятся бурые угли с содержанием влаги в рабочем топливе менее 30 %.

Низшая теплота сгорания большинства углей марки БЗ от 3000 до 4000 ккал/кг, а жаропроизводительность от 1800 до 2000° С. Выход летучих веществ от 38 до 50 %.

Приведенная влажность (на 1000 ккал низшей теплоты сгорания угля) 3—10 %. Содержание водяного пара в продуктах сгорания 12—15 %. Соотношение объемов  $H_2O : CO_2$  в продуктах сгорания меньше 1.

Состав и теплотехнические характеристики бурых углей марки БЗ приведены в табл. 52 и 53.

Основные месторождения рассматриваемых бурых углей расположены на Урале, в Восточной Сибири, на Дальнем Востоке, в Средней Азии и на Кавказе.

**Угли Челябинского бассейна.** Челябинский буроугольный бассейн расположен на Южном Урале к востоку от г. Челябинска. В Коркинском месторождении Челябинского бассейна слой угольной залежи достигает 200 м. Примерно 30 % угля в Челябинском бассейне добывают в карьерах.

Ресурсы угля, пригодные для открытой добычи, в значительной степени выработаны. Себестоимость 1 т челябинского угля, добываемого открытым способом, около 3,7 руб., значительно ниже себестоимости челябинского угля, добываемого в шахтах (~ 8 руб/т), однако в несколько раз дороже себестоимости углей, добываемых открытым способом в мощных разрезах Канско-Ачинского бассейна и Экибастузского месторождения.

Низшая теплота сгорания рабочего топлива около 3500 ккал/кг. Жаропроизводительность высокая, лишь немногим меньше 2000° С. Угли самовозгораются и непригодны для длительного хранения. Около 75 % челябинского угля используют на электростанциях.

**Угли Богословского, Веселовского и Волчанского месторождений.** Богословское месторождение расположено на восточном склоне Северного Урала в Серовском угленосном районе Свердловской области. К Богословскому месторождению с юга примыкает Веселовское месторождение. В том же районе расположено Волчанское и другие буроугольные месторождения. Богословское и Волчанское месторождения разрабатываются открытым способом.

Более 80 % богословских и волчанских бурых углей используют на электростанциях. Запасы углей в значительной степени отработаны.

**Угли Восточной Сибири.** К числу бурых углей марки БЗ относятся угли Азейского месторождения Иркутской области, Арбагарского и Тарбагатайского месторождений Читинской области, Гусиноозерского месторождения Бурятской АССР и др.

Таблица 53

Состав и теплотехнические характеристики бурых углей марки БЗ Казахской, Таджикской, Киргизской и Грузинской ССР

Показатели	Бассейн-Карагандинский (Казахск. ССР)	Ленгеровское месторождение (Казахск. ССР)	Шурабское месторождение (Тадж. ССР)	Суюлуктинское месторождение (Киргиз. ССР)	Кизил-Кийское месторождение (Киргиз. ССР)	Ахалцихское месторождение (Грузинск. ССР)	Гелатское месторождение (Грузинск. ССР)
<i>Горячая масса топлива</i>							
Состав, %							
$S^r$	1,5	3,0	1,6	0,8	1,8	2,6	3,3
$C^r$	72,5	75,5	74,0	77,0	77,0	67,5	71,5
$H^r$	4,9	4,4	4,5	4,1	4,0	5,7	5,7
$N^r$	0,9	0,6	0,9	0,7	0,8	1,4	1,5
$O^r$	20,2	16,5	19,0	17,4	16,4	22,8	18,0
Выход летучих							
$V^r$ , %	40	39	37	33	37	49	43
$Q^r_{\text{б}}$ , ккал/кг	6800	7100	7000	7000	7100	6700	7100
<i>Сухая масса топлива</i>							
$A^c$ , %	36	18		15	13	40	43
<i>Рабочая масса топлива</i>							
Состав, %							
$W^p$	27	30	21	22	28	20	11
$A^p_{\text{п}}$	26	13	16	12	10	38	38
$S^p$	0,7	1,8	1,0	0,5	1,1	1,1	1,6
$C^p$	34,0	43,0	46,4	51,0	47,7	28,4	37,0
$H^p$	2,5	2,5	2,9	2,7	2,5	2,4	2,7
$N^p$	0,4	0,3	0,5	0,4	0,5	0,5	0,7
$O^p$	9,4	9,4	12,2	11,4	10,2	9,6	9,0
<i>Теплотехнические характеристики</i>							
Теплота сгорания низшая							
$Q^p_{\text{н}}$ , ккал/кг	2900	3700	4000	4400	4100	2500	3300
$RO_{2\text{max}}$ , %	19,5	19,5	19,6	19,8	19,7	19,0	19,1
$t'_{\text{max}}$ , °C	1800	1870	1960	1960	1920	1820	970
$P$ , ккал/нм <sup>3</sup>	880	870	910	905	895	885	900
$R$ , ккал/нм <sup>3</sup>	730	760	790	790	780	740	800
$B$	0,83	0,85	0,87	0,88	0,87	0,83	0,88
$W^p_{\text{прив}}$ , %	9	8	5	5	7	7	3
$A^p_{\text{прив}}$ , %	9	3,5	4	3	2,5	13	11
$S^p_{\text{н+ор прив}}$ , %	0,3	0,5	0,25	0,1	0,3	0,4	0,5
$V^0_{\text{возд. прив}}$ , нм <sup>3</sup>	1,17	1,15	1,12	1,13	1,13	1,15	1,12
$V^0_{\Sigma \text{ прив}}$ , нм <sup>3</sup>	1,37	1,32	1,25	1,25	1,28	1,36	1,25
$V^0_{\text{с. г. прив}}$ , нм <sup>3</sup>	1,15	1,13	1,10	1,10	1,11	1,13	1,10
$V^0_{\text{H}_2\text{O прив}}$ , нм <sup>3</sup>	0,12	0,19	0,15	0,15	0,17		0,15
<i>Характеристики пласткости золы</i>							
$t_1$ , °C	1000	1050	1080	1130	1050	1290	1500
$t_2$ , °C	1200	1150	1160	1250	1150	1380	
$t_3$ , °C	1225	1180	1190	1280	1200	1400	



**Угли Дальнего Востока и Сахалина.** Бурые угли БЗ добывают на Артемовском и Тавричанском месторождениях Приморского края, расположенных к северу от Владивостока, и на Сахалине (см. табл. 52).

**Угли Казахской ССР.** Бурые угли со средним содержанием влаги около 28% добывают в Карагандинском бассейне и на Ленгеровском месторождении (табл. 53).

**Угли Средней Азии.** Бурые угли марки БЗ добывают в Средней Азии на Сулюктинском и Кизил-Кийском месторождениях Киргизской ССР, Шурабском месторождении Таджикской ССР и др. Добыча осуществляется в шахтах (табл. 53).

**Угли Грузинской ССР.** Угли Ахалцхского и Гелатского месторождений характеризуются умеренной влажностью и весьма высокой зольностью — более 40% на сухую массу (табл. 53).

#### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ БУРЫХ УГЛЕЙ

Величина  $RO_{2\max}$  большинства бурых углей марок Б2 и Б3 около 19,5%, т. е. близка к  $RO_{2\max}$  сухих продуктов сгорания торфа. В соответствии с этим для определения соотношения  $RO_2$  и  $O_2$  в продуктах полного сгорания бурых углей и значения коэффициентов избытка воздуха  $\alpha$  и разбавления сухих продуктов горения  $h$  можно пользоваться табл. 40. Располагаемое тепло продуктов сгорания бурых углей, потери тепла с уходящими газами  $q_2$  и изменение потерь тепла с уходящими газами  $\Delta q$  можно определить по универсальным формулам (X.16) и (X.17), а также по весьма простым локальным формулам

$$q = 0,01 t_{\text{пр.сг}} Z \%, \quad (\text{XIV.1})$$

$$q_1 = 0,01 (t_{\text{г.г}} - t_{\text{в}}) Z \%, \quad (\text{XIV.2})$$

$$q_2 = 0,01 (t_{\text{г.г}} - t_{\text{в}}) Z \%. \quad (\text{XIV.2a})$$

$$\Delta q = 0,01 (t_{\text{г.г}} - t'_{\text{г.г}}) Z \% \quad (\text{XIV.3})$$

со значениями  $Z$ , табулированными для ряда бурых углей с учетом их  $RO_{2\max}$ , влажности и жаропродуктивности.

В табл. 54 приведены значения величины  $Z$  для челябинских бурых углей жаропродуктивностью  $t'_{\max} \sim 1950^\circ\text{C}$ ,  $RO_{2\max} \sim 19,3\%$  и соотношением объемов сухих и влажных продуктов горения  $B \approx 0,87$ . Этой таблицей можно пользоваться и для подсчета потерь тепла с уходящими газами при работе на других бурых углях марки БЗ, близких по теплотехническим характеристикам к челябинскому углю, а именно азейскому, гусиноозерскому, арабогарскому и сахалинскому.

В табл. 55 даны значения  $Z$  для бородинского, березовского, абанского и барандатского бурых углей Канско-Ачинского бассейна с  $t'_{\max} \approx 1840^\circ\text{C}$ ,  $RO_{2\max} \sim 19,6\%$  и  $B \sim 0,84$ . Таблицей можно пользоваться также при сжигании угля Черновского месторождения ( $t'_{\max} = 1860^\circ\text{C}$ ,  $RO_{2\max} \approx 19,4\%$ ,  $B = 0,84$ ).

В табл. 56 приведены значения  $Z$  для назаровского и итатского углей Канско-Ачинского бассейна ( $t'_{\max} \sim 1750^\circ\text{C}$ ;  $RO_{2\max} \sim 19,8$ ;  $B \sim 0,81$ ).

В табл. 57 даны значения  $Z$  для бурых углей Подмосковского бассейна ( $t'_{\max} \sim 1720^\circ\text{C}$ ,  $RO_{2\max} \sim 19,3\%$ ).

#### Подсчет 1.

При испытании котлоагрегата производительностью 200 т пара в 1 час, работающего на подмосковном угле, получены следующие данные: температура уходящих газов  $178^\circ\text{C}$ , температура воздуха  $27^\circ\text{C}$ , содержание  $RO_2$  в продуктах сгорания 11,1%. Определить потери тепла с уходящими газами.

По табл. 57 величина  $Z$  равна 7,70.

Т а б л и ц а 54

Значения величины  $Z$  для бурых углей Челябинского бассейна при температуре уходящих газов от 100 до 300° С

Содержание в продуктах сгорания $RO_2 + CO$ , %	$Z$	Содержание в продуктах сгорания $RO_2 + CO$ , %	$Z$	Содержание в продуктах сгорания $RO_2 + CO$ , %	$Z$	Содержание в продуктах сгорания $RO_2 + CO$ , %	$Z$
19,0	4,30	16,0	5,00	13,2	5,85	10,4	7,23
18,8	4,32	15,8	5,05	13,0	5,93	10,2	7,36
18,6	4,35	15,6	5,10	12,8	6,00	10,0	7,50
18,4	4,40	15,4	5,15	12,6	6,08	9,8	7,65
18,2	4,45	15,2	5,20	12,4	6,16	9,6	7,80
18,0	4,50	15,0	5,25	12,2	6,25	9,4	7,95
17,8	4,55	14,8	5,30	12,0	6,35	9,2	8,10
17,6	4,60	14,6	5,36	11,8	6,45	9,0	8,25
17,4	4,65	14,4	5,42	11,6	6,56	8,8	8,40
17,2	4,70	14,2	5,48	11,4	6,67	8,6	8,60
17,0	4,75	14,0	5,55	11,2	6,77	8,4	8,80
16,8	4,80	13,8	5,62	11,0	6,88	8,2	9,00
16,6	4,85	13,6	5,70	10,8	6,99	8,0	9,20
16,4	4,90	13,4	5,77	10,6	7,11	—	—
16,2	4,95						

Т а б л и ц а 55

Значения величины  $Z$  для бородинского, барандатского, березовского и абанского бурых углей Канско-Ачинского бассейна при температуре уходящих газов от 100 до 300° С

Содержание в продуктах сгорания $RO_2 + CO$ , %	$Z$	Содержание в продуктах сгорания $RO_2 + CO$ , %	$Z$	Содержание в продуктах сгорания $RO_2 + CO$ , %	$Z$	Содержание в продуктах сгорания $RO_2 + CO$ , %	$Z$
19,0	4,65	16,0	5,35	13,2	6,26	10,4	7,70
18,8	4,70	15,8	5,40	13,0	6,35	10,2	7,83
18,6	4,74	15,6	5,45	12,8	6,44	10,0	7,96
18,4	4,78	15,4	5,50	12,6	6,52	9,8	8,10
18,2	4,82	15,2	5,56	12,4	6,60	9,6	8,25
18,0	4,86	15,0	5,62	12,2	6,70	9,4	8,40
17,8	4,90	14,8	5,68	12,0	6,80	9,2	8,55
17,6	4,95	14,6	5,75	11,8	6,90	9,0	8,70
17,4	5,00	14,4	5,82	11,6	7,00	8,8	8,87
17,2	5,05	14,2	5,89	11,4	7,11	8,6	9,05
17,0	5,10	14,0	5,96	11,2	7,22	8,4	9,25
16,8	5,15	13,8	6,04	11,0	7,33	8,2	9,45
16,6	5,20	13,6	6,11	10,8	7,45	8,0	9,65
16,4	5,25	13,4	6,18	10,6	7,57		
16,2	5,30						

<sup>1</sup> Содержание влаги около 33%,  $RO_{2max}$  19,6%,  $t'_{max}$  около 1340° С.

По формуле (XIV.2) потери тепла с уходящими газами равны

$$q_2 = 0,01 (178 - 27) \cdot 7,70 = 11,47 \approx 11,5\%.$$

При подсчете потерь тепла с уходящими газами по формуле (X.9) с определением состава топлива и его теплотворной способности получено значение  $q_2 = 11,4\%$ .

Таблица 56

Значения величины  $Z$  для назаровских и итатских углей Канско-Ачинского бассейна при температуре уходящих газов от 100 до 300° С

Содержание в продуктах сгорания $RO_2 + CO, \%$	$Z$	Содержание в продуктах сгорания $RO_2 + CO, \%$	$Z$	Содержание в продуктах сгорания $RO_2 + CO, \%$	$Z$	Содержание в продуктах сгорания $RO_2 + CO, \%$	$Z$
19,0	4,85	16,2	5,52	13,4	6,42	10,6	7,82
18,8	4,89	16,0	5,57	13,2	6,50	10,4	7,95
18,6	4,93	15,8	5,63	13,0	6,67	10,2	8,07
18,4	4,97	15,6	5,69	12,8	6,75	10,0	8,20
18,2	5,02	15,4	5,75	12,6	6,82	9,8	8,34
18,0	5,07	15,2	5,81	12,4	6,90	9,6	8,50
17,8	5,12	15,0	5,87	12,2	6,99	9,4	8,66
17,6	5,17	14,8	5,93	12,0	7,08	9,2	8,83
17,4	5,22	14,6	6,00	11,8	7,15	9,0	9,00
17,2	5,27	14,4	6,06	11,6	7,26	8,8	9,18
17,0	5,32	14,2	6,13	11,4	7,37	8,6	9,36
16,8	5,37	14,0	6,20	11,2	7,48	8,4	9,55
16,6	5,42	13,8	6,27	11,0	7,59	8,2	9,77
16,4	5,47	13,6	6,34	10,8	7,70	8,0	10,00

Таблица 57

Значения величины  $Z$  для подмосковного угля при температуре уходящих газов от 100 до 300° С

Содержание в продуктах сгорания $RO_2 + CO, \%$	$Z$	Содержание в продуктах сгорания $RO_2 + CO, \%$	$Z$	Содержание в продуктах сгорания $RO_2 + CO, \%$	$Z$	Содержание в продуктах сгорания $RO_2 + CO, \%$	$Z$
19,0	4,95	16,2	5,60	13,4	6,56	10,6	8,02
18,8	4,97	16,0	5,66	13,2	6,64	10,4	8,15
18,6	5,00	15,8	5,72	13,0	6,73	10,2	8,30
18,4	5,05	15,6	5,78	12,8	6,82	10,0	8,45
18,2	5,10	15,4	5,84	12,6	6,90	9,8	8,62
18,0	5,15	15,2	5,90	12,4	7,00	9,6	8,80
17,8	5,20	15,0	5,96	12,2	7,10	9,4	8,98
17,6	5,25	14,8	6,03	12,0	7,21	9,2	9,15
17,4	5,30	14,6	6,10	11,8	7,32	9,0	9,32
17,2	5,35	14,4	6,17	11,6	7,43	8,8	9,50
17,0	5,40	14,2	6,24	11,4	7,54	8,6	9,70
16,8	5,45	14,0	6,32	11,2	7,65	8,4	9,90
16,6	5,50	13,8	6,40	11,0	7,78	8,2	10,10
16,4	5,55	13,6	6,48	10,8	7,90	8,0	10,30

Подсчет 2.

При сжигании назаровского бурого угля получены продукты сгорания с содержанием  $RO_2$  12,4% и  $CO$  0,2%. Подсчитать, насколько уменьшатся потери тепла с уходящими газами при снижении их температуры с 250 до 200°.

По табл. 56 величина  $Z$  равна 6,82.

По формуле (XIV.3)

$$\Delta q = 0,01 (250 - 200) \cdot 6,82 = 3,4\%.$$

Потери тепла вследствие химической неполноты горения бурых углей  $q_3$  можно определить по общей для всех видов топлива формуле

$$q_3 = \frac{(30,2\text{CO} + 25,8\text{H}_2 + 85,5\text{CH}_4) h \cdot 100}{P} \%$$

или по формулам, составленным специально для бурых углей:

челябинского с  $W^p \sim 17\%$ ,  $A^p \sim 25\%$  и максимальной энтальпией сухих продуктов сгорания  $P$  около 900 ккал/нм<sup>3</sup>

$$q_3 = \frac{65\text{CO} + 55\text{H}_2 + 185\text{CH}_4}{\text{RO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4} \%, \quad (\text{XIV.4})$$

Бородинского, Березовского, Абаканского и Барандантского месторождений Канско-Ачинского бассейна с  $W^p \sim 33\%$ ,  $A^p \sim 9\%$ , максимальной энтальпией сухих продуктов сгорания  $P$  около 895 ккал/нм<sup>3</sup>

$$q_3 = \frac{65\text{CO} + 55\text{H}_2 + 190\text{CH}_4}{\text{RO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4} \%, \quad (\text{XIV.5})$$

Итатского и Назаровского месторождений Канско-Ачинского бассейна с  $W^p \sim 39\%$ ,  $A^p \sim 7\%$  и максимальной энтальпией сухих продуктов сгорания  $P$  около 870 ккал/нм<sup>3</sup> и Подмосковского бассейна с  $W^p \sim 33\%$  и  $A^p \sim 23\%$  и  $P$  около 860 ккал/нм<sup>3</sup>

$$q_3 = \frac{68\text{CO} + 57\text{H}_2 + 190\text{CH}_4}{\text{RO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4} \%. \quad (\text{XIV.6})$$

Поскольку коэффициенты при  $\text{CO}$ ,  $\text{H}_2$  и  $\text{CH}_4$  в формулах (XIV.4) — (XIV.6) близки, потери тепла вследствие химической неполноты горения всех бурых углей марок БЗ и Б2 можно определить по общей формуле

$$q_3 = \frac{67\text{CO} + 56\text{H}_2 + 190\text{CH}_4}{\text{RO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4} \%. \quad (\text{XIV.7})$$

При определении в продуктах сгорания бурых углей марок БЗ и Б2 только  $\text{RO}_2$  и  $\text{CO}$  потери тепла вследствие химической неполноты горения можно приближенно установить по формуле

$$q_3 = \frac{90\text{CO}}{\text{RO}_2 + \text{CO}} \%. \quad (\text{XIV.8})$$

Подсчет 3.

В продуктах сгорания подмосковного угля содержится:  $\text{RO}_2 - 10,2\%$ ,  $\text{CO} - 0,4\%$ ,  $\text{H}_2 - 0,1\%$ .

Подсчитать потери тепла вследствие химической неполноты горения.

По формуле для подмосковного угля (XIV.6)

$$q_3 = \frac{68 \cdot 0,4 + 57 \cdot 0,1}{10,2 + 0,4} = 3,10\%.$$

Практически тот же результат получается при подсчете по формуле (XIV.7), применимой для всех бурых углей с  $W^p < 40\%$

$$q_3 = \frac{67 \cdot 0,4 + 56 \cdot 0,1}{10,2 + 0,4} = 3,06\%.$$

## КАМЕННЫЕ УГЛИ

## КЛАССИФИКАЦИЯ КАМЕННЫХ УГЛЕЙ

Каменные угли являются важнейшим видом ископаемого твердого топлива.

В состав горючей массы каменных углей входит от 75 до 90 % углерода, 4—6 % водорода, от 2 до 16 % кислорода, 0,7—2,5 % азота, от 0,3 до 7 % серы. Выход летучих веществ — от 9 до 50 % от веса горючей массы. Высшая теплота сгорания горючей массы каменных углей — от 7000 до 8600 ккал/кг. Высшая теплота сгорания влажного беззольного каменного угля — более 5700 ккал/кг. Молодые по химической зрелости каменные угли, близкие к бурым, и наиболее обуглероженные виды, примыкающие к полуантрацитам, при термической обработке образуют порошкообразный неспекающийся кокс; промежуточные виды каменных углей образуют спекшийся кокс различной плотности.

В основу классификации каменных углей СССР положен выход летучих веществ из горючей массы угля —  $V^r$  (в % по объему). Для классификации неспекающихся и слабоспекающихся каменных углей дополнительно используется характеристика нелетучего остатка, образующегося в тигле при определении выхода летучих веществ (порошкообразный, слипшийся, слабоспекшийся), а для классификации спекающихся каменных углей — толщина пластического слоя угля  $y$  (в мм), определяемая по методу члена-корреспондента АН СССР Л. М. Сапожникова и Л. П. Базилева (ГОСТ-1186-62). В табл. 58 приведена классификация углей Донецкого бассейна.

Таблица 58

Классификация по маркам и группам каменных углей и антрацитов  
Донецкого бассейна (ГОСТ 8180-59)

Наименование и условное обозначение марки угля	Условное обозначение группы угля	$V^r$ , %	$y$ , мм	$V_{об}^r$ , см <sup>3</sup> /г	Нелетучий остаток
Длиннопламенный (Д)	—	37 и более	—	—	Порошкообразный, слипшийся, слабоспекшийся
Газовый (Г)	Г6	35 и более	6—15	—	—
	Г16	35 и более	16—25	—	—
Жирный (Ж)	Ж13	25—35	13—20	—	—
	Ж21	27—35	21 и более	—	—
Коксовый (К)	КЖ	18—27	21 и более	—	—
	К14	18—27	14—20	—	—
Отощенный спекающийся (ОС)	ОС	14—22	Менее 6	—	Спекшийся без порошка
	ОС6	14—22	6—13	—	—
Тощий (Т)	—	9—17	—	—	Порошкообразный, слипшийся, слабоспекшийся
Полуантрацит (ПА)	—	Менее 9	—	220—330	—
Антрацит (А)	—	Менее 9	—	Менее 220	—

## Примечания.

- При выходе летучих веществ 35% и более и значении  $y > 25$  мм уголь относится к группе Ж21.
- Уголь с выходом летучих веществ  $V^r < 9\%$ , но имеющий объемный выход летучих  $V_{об}^r > 330$  см<sup>3</sup>/г, относится к марке Т. При выходе летучих  $V^r$  от 9 до 17% уголь относится к марке Т независимо от объемного выхода летучих веществ.

Таблица 59

Усредненный состав органической массы и некоторые теплотехнические характеристики каменных углей, полуантрацита и антрацита

Показатели	Каменные угли						Полуантрацит	Антрацит
	длинно-пламенные	газовые	жирные	коксовые	отощенные спекающиеся	тощие		
Состав органической массы, %								
$C^o + S^o$	80,0	83,0	87,0	88,0	90,0	92,0	93,5	95,8
$H^o$	5,5	5,5	5,3	5,2	4,7	4,2	3,5	2,0
$O^o$	13,0	10	6,2	5,3	3,8	2,3	1,7	1,4
$N^o$	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,3	0,8
Теплота сгорания органической массы, ккал/кг	7850	8200	8500	8600	8600	8600	8500	8300
Выход летучих $V^r$ , %	42	40	32	25	22	13	8	3,5
Рабочая масса								
Содержание влаги $W^p$ , %	12	7	6	6	6	5	5	5
Жаропроизводительность $t'_{max}$ , °C	2060	2080	2100	2100	2100	2100	2120	2150
Энтальпия сухих продуктов сгорания $P$ , ккал/н.м. <sup>3</sup>	940	935	935	935	930	925	920	915
$RO_2$ max, %	18,9	18,7	18,8	18,8	18,8	19,0	19,3	20,2
Отношение сухих и влажных продуктов сгорания $B$	0,89	0,90	0,91	0,91	0,91	0,92	0,94	0,95

Ю. А. Жемчужников и А. И. Гинзбург [73] отмечают следующие свойства каменных клареновых углей различных марок.

*Длиннопламенные угли* (Д) — угли черного цвета, черта на фарфоровой пластинке темно-коричневая. По ряду свойств длиннопламенные угли приближаются к бурым, иногда в них отмечаются следы гуминовых кислот.

*Газовые угли* (Г) — угли черного цвета. Черта на фарфоровой пластинке черная с коричневым оттенком. Более хрупки, чем длиннопламенные. Кокс газовых углей спекшийся, сильно вспученный.

*Паровично-жирные угли* (ПЖ) — угли интенсивно черного цвета. Черта на фарфоровой пластинке черная с едва заметным коричневым оттенком. Хрупкость повышенная. Кокс хорошо сплавленный, иногда довольно плотный, чаще умеренно вспученный.

*Коксовые угли* (К) — угли интенсивно черного цвета. Черта на фарфоровой пластинке черная. Хрупкость значительная. Кокс сплавленный, плотный и относительно прочный.

*Паровично-спекающиеся угли* (ПС) — угли черного цвета с едва заметным сероватым оттенком. Черта на фарфоровой пластинке черная. Относительно хрупкие.

*Тощие угли* — угли черного цвета, иногда с сероватым, а часто и со своеобразным синеватым оттенком. Черта на фарфоровой пластинке темно-серая. Более вязкие по сравнению с коксовыми углями. Кокс порошкообразный.

Усредненный и округленный состав органической массы каменных углей различных марок, а также некоторые теплотехнические характеристики их рабочей массы, обусловленные в основном составом органической массы и сравнительно мало зависящие от содержания в топливе минеральной массы, приведены в табл. 59.

Более подробные теплотехнические характеристики каменных углей различных бассейнов и месторождений сведены в табл. 60—65.

Среднее содержание углерода в органической массе угля марки Д различных бассейнов и месторождений составляет от 77 до 80%, водорода —

большей частью от 5,2 до 6,2%, кислорода — 12—15%, азота — 1—2% (у кузнецких углей несколько больше 2%); теплота сгорания органической массы в калориметрической бомбе  $Q_0^0 = 7600 \div 8000$  ккал/кг; выход летучих на горючую массу — 38—45%.

Органическая масса длиннопламенных углей сорбирует больше влаги по сравнению с органической массой других более метаморфизированных каменных углей. В соответствии с этим среднее содержание влаги в рабочей массе длиннопламенных углей составляет 10—15%.

Жаропроизводительность длиннопламенных углей  $t_{\max}$  при сгорании в воздухе, содержащем 1% влаги по весу, равна 2030—2060° С; максимальная энтальпия сухих продуктов сгорания  $\bar{P} \approx 930\text{—}940$  ккал/нм<sup>3</sup>; максимальное содержание RO<sub>2</sub> в сухих продуктах сгорания RO<sub>2max</sub> — около 18,7—19,0%; отношение объемов сухих и влажных продуктов полного сгорания в стехиометрических условиях ( $V_{\text{с.г.}}^0 : V_{\Sigma}^0 = B$ ) равно 0,89—0,90, т. е. несколько меньше, чем у каменных углей других марок.

Среднее содержание углерода в органической массе углей марки Г от 80 до 84%, т. е. оно выше, чем у длиннопламенных углей, а кислорода — от 8 до 12% при почти неизменном содержании водорода. В соответствии с этим средняя теплота сгорания органической массы газовых углей выше, чем длиннопламенных, а выход летучих веществ — несколько ниже.

Интересно отметить, что, несмотря на большее содержание углерода в органической массе газовых углей по сравнению с длиннопламенными, CO<sub>2max</sub> и RO<sub>2max</sub> в продуктах сгорания первых ниже. Это обусловлено тем, что повышение содержания углерода газовых углей не сопровождается сколько-нибудь заметным снижением содержания водорода, а идет практически исключительно за счет уменьшения содержания кислорода. В этих условиях, как это было показано в гл. IV, значение величины CO<sub>2max</sub> не возрастает, а уменьшается.

Уменьшение содержания кислорода в органической массе при переходе от длиннопламенных углей к газовым изменяет характер их органических соединений и снижает адсорбционную способность в отношении влаги. Поэтому содержание влаги в газовых и более обуглероженных каменных углях в 2—3 раза меньше, чем в длиннопламенных. Жаропроизводительность газовых углей примерно на 20° выше, чем длиннопламенных.

Из табл. 59 видно, что увеличение содержания углерода в органической массе сопровождается резким снижением содержания кислорода. Так, содержание кислорода в органической массе у тощих углей примерно в четыре раза ниже, чем у газовых, и в 5—6 раз ниже, чем у длиннопламенных углей. В соответствии с уменьшением содержания кислорода происходит повышение теплоты сгорания органической массы углей за счет увеличения углерода. Однако дальнейшее увеличение содержания углерода в органической массе (от тощих каменных углей к антрациту) сопровождается снижением содержания не только кислорода, но и водорода, вследствие чего у наиболее обуглероженных видов ископаемых углей происходит некоторое снижение теплоты сгорания органической массы (например, у антрацита теплота сгорания на 300 ккал/кг ниже, чем у коксовых или тощих каменных углей, но на 450 ккал/кг выше, чем у длиннопламенных).

В соответствии с уменьшением содержания водорода возрастает также RO<sub>2max</sub> в продуктах сгорания углей с 18,7 у газовых до 19,0 у тощих и 20,2 у антрацита.

По мере углефикации каменных углей выход летучих веществ систематически снижается, а величина  $B$  возрастает от 0,89 у длиннопламенных углей до 0,92 у тощих каменных углей и 0,95 у антрацита. По мере обуглероживания каменных углей возрастает их истинный удельный вес. Так, по И. И. Аммосову, удельный вес кузнецких углей повышается от 1,20—1,26 у газовых до 1,26—1,29 у коксовых и 1,32—1,35 у тощих. Насыпной вес каменных углей, используемых для коксования, равен 680—850 кг/м<sup>3</sup>.

При залегании угля в пластах может происходить его окисление, значительно изменяющее состав и характеристики топлива. Т. А. Кухаренко [60] отмечает, что при окислении каменных углей происходит образование различных гуминовых кислот, а затем низкомолекулярных кислот и газов. Окисленные угли характеризуются повышенным содержанием кислорода, пониженным содержанием горючих компонентов и снижением теплоты сгорания.

Интенсивное окисление угля сопровождается повышением температуры. Разогрев угля в процессе окисления может привести к самовоспламенению угольных пластов.

Пожары каменноугольных пластов, продолжающиеся иногда годами, привели Д. И. Менделеева к мысли о подземной газификации углей.

При хранении на воздухе реакционноспособных углей с высоким выходом летучих веществ, т. е. бурых и молодых по химической зрелости каменных углей, может происходить далеко идущий процесс окисления, резко снижающий качество угля. Окисление угля усиливается с увеличением поверхности его соприкосновения с воздухом (наиболее интенсивное окисление происходит при хранении несортированного угля, содержащего мелкие фракции). Угли, склонные к окислению, не пригодны для длительного хранения.

Каменные угли используют в основном в двух направлениях: для производства кокса и в качестве энергетического топлива (для сжигания в топках).

Из 104 млн. т каменного угля, добытого в стране в 1940 г., около 35 млн. т, или 34%, составили угли для коксования.

В 1968 г. добыча каменного угля достигла 379 млн. т. Из них 154 млн. т, или ~ 40%, приходится на угли для коксования. Добыча углей для коксования в 1968 г. значительно превысила добычу в стране всех каменных углей в 1940 г.

Для производства металлургического кокса идут в основном каменные угли, залегающие в большинстве случаев на значительной глубине, обуславливающей необходимость шахтной добычи, связанной с крупными капиталовложениями и большими эксплуатационными расходами.

Энергетические каменные угли в зависимости от условий залегания угольных пластов добывают в шахтах или разрезах.

Характер добычи, качество угля, его пригодность для коксования, расстояние до мест потребления определяют народнохозяйственную эффективность развития различных бассейнов и месторождений каменного угля.

Каменный уголь добывают в ряде бассейнов и месторождений, расположенных от западных границ СССР до о. Сахалин.

По запасам каменного угля СССР занимает первое место в мире. Наиболее крупные угольные бассейны расположены в Сибири. Для Европейской части страны особое значение имеет Донецкий бассейн.

## КАМЕННЫЕ УГЛИ СССР

**Угли Донецкого бассейна.** Наличие каменного угля в Донецком бассейне было установлено около 250 лет тому назад.

В 1721 г. крепостной Григорий Капустин сообщил о том, что он обнаружил уголь, и по распоряжению Петра I доставил образцы донецкого угля в Петербург. Вскоре после этого уголь, добываемый в районе Бахмута (ныне Артемовска), стали применять для выварки соли и кузнечных работ [85, 86].

В начале прошлого столетия добыча угля велась по Донцу и р. Быстрой, а затем по р. Грушевке.

Высокое качество донецких углей и разнообразие их свойств установил еще «дедушка русских химиков» профессор Петербургского университета А. А. Воскресенский, у которого учился в студенческие годы Д. И. Менделеев.



В 1888 г. Д. И. Менделеев совершил трехмесячную поездку по Донецкому бассейну и детально ознакомился с состоянием угольной промышленности. В то время в Донецком бассейне добывалось всего лишь около 2 млн. т угля в год, примерно столько же, сколько импортировалось из Англии и Германии [87].

Д. И. Менделеев разработал мероприятия, необходимые для широкого развития угольной промышленности в Донецком бассейне и создания на базе Донецкого угля, Криворожской и Керченской руды металлургической и судостроительной промышленности.

Он подробно обосновал целесообразность изменения железнодорожных тарифов на перевозку угля, чтобы облегчить его доступ в глубь страны, и водных перевозок донецкого угля по Дону, Донцу, Самаре и Днепру, к самому центру России, к Киеву, Смоленску и Брянску [15].

В 1913 г. Донецкий бассейн дал 87% угля, добытого в стране [69].

Окоптуренная площадь Донецкого бассейна составляла в то время около 20 тыс. км<sup>2</sup>. В дальнейшем на основе обширных геологоразведочных работ границы угольного бассейна были значительно раздвинуты. В настоящее время площадь «Большого Донбасса» превышает 60 тыс. км<sup>2</sup>.

Общие балансовые запасы каменных углей Донецкого бассейна до глубины около 1200 м по новым кондициям составляют около 40 млрд. т. Разведанные запасы каменного угля по категориям А + В + C<sub>1</sub> — около 30 млрд. т, в том числе марки Д — 3,5; Г — 16,8; Ж — 3,7; К — 1,8; ОС — 1,7 и Т — 1,7 млрд. т [4, 78].

Кроме каменных углей, в Донецком бассейне залегают 13 млрд. т антрацитов и полуантрацитов (см. гл. XVI) и сравнительно небольшое количество (0,5 млрд. т) бурых углей [78].

Уголь залегают в Донбассе тонкими пластами, большей частью до 1,3 м. Лишь единичные пласты достигают мощности около 2 м. Степень углефикации углей Донбасса возрастает с запада на восток и от верхних пластов к нижним.

Донецкие угли, добываемые подземным способом, принадлежат к числу дорогих видов топлива.

Капиталовложения, необходимые для годовой добычи донецких углей в пересчете на 1 т условного топлива (т.у.т.), составляют ~ 29 руб., а себестоимость 1 т.у.т. — около 7,5 руб.

При этом наиболее низка себестоимость добычи антрацита и тощих каменных углей. Себестоимость добычи коксовых, жирных и длиннопламенных донецких углей примерно на 40% выше, чем тощих [3].

Донецкие каменные угли имеют первостепенное значение для обеспечения металлургической промышленности Юга СССР коксом.

Доля донецких углей в энергетическом балансе снижается вследствие опережающего развития нефтяной и газовой промышленности, обеспечивающих страну более дешевым топливом. Для ряда районов Европейской части СССР донецкие угли являются замещающим видом топлива, постепенно заменяемым природным газом, мазутом, а в некоторых районах более дешевыми кузнецкими углями.

В табл. 58 приведена классификация каменных углей Донбасса по ГОСТ 8180-59.

Состав горючей массы донецких каменных углей, по Т. А. Зикееву, приведен в табл. 60. В ней указан также округленно состав рабочей массы топлива и приведены подсчитанные автором теплотехнические характеристики. Среднее содержание влаги в рабочем топливе колеблется от 5% у тощих углей до 13% у длиннопламенных. Среднее содержание золы в сухой массе топлива значительно — 17—20%. Приведенная зольность составляет ~ 3% на 1000 ккал рабочего топлива.

Угли донецкого бассейна содержат значительное количество серы — от 2,3 до 3,5%. При этом наибольшей сернистостью характеризуются длиннопламенные и газовые угли. Приведенная сернистость равна 0,4—0,7%. Содержание фосфора в донецких углях невелико — до 0,010—0,015%.

Жаропроизводительность донецких углей  $t'_{\max}$  колеблется от 2060° у длиннопламенных до 2120° у тощих.

$RO_{2\max}$  в среднем ~ 18,7% (у тощих 19,0%).

$P \approx 930$  ккал/м<sup>3</sup>;  $B$  возрастает от 0,89 у длиннопламенных углей до 0,93 у тощих; среднее значение величины  $B \approx 0,91$ .

**Угли Львовско-Волынского бассейна.** К западу от Донецкого бассейна вдоль границы с Польской Народной Республикой расположен Львовско-Волынский каменно-угольный бассейн. В бассейне добывают в основном газовые угли.

Состав и теплотехнические характеристики углей Львовско-Волынского бассейна приведены в табл. 60.

Капиталовложения на 1 *т.у.т.*, добываемого в год, составляют ~ 33 руб.; себестоимость 1 *т.у.т.* ~ 10 руб., т. е. примерно такая же, как в Донецком бассейне [3].

**Угли Печорского бассейна.** Печорский каменноугольный бассейн расположен на северо-востоке Европейской части страны и занимает площадь около 120 тыс. км<sup>2</sup>.

Уголь на берегу р. Уса был здесь обнаружен еще в 1848 г. Однако первая шахта была сооружена лишь в 1934 г.

В настоящее время в бассейне разведано более 30 месторождений угля различных марок.

В табл. 61 приведены состав и теплотехнические характеристики коксующихся малосернистых углей Воркутинского месторождения марки Ж и длиннопламенных энергетических углей Интинского месторождения.

Капиталовложения на 1 *т.у.т.*, отнесенные к годовой добыче, составляют ~ 22 руб., себестоимость 1 *т.у.т.* примерно на 10% выше, чем для донецких углей [3]. Предполагается, что при сооружении мощных шахт себестоимость печорских углей может быть значительно снижена.

**Угли Кизеловского бассейна.** Кизеловский каменноугольный бассейн расположен на западном склоне Урала, в Пермской области. Состав и теплотехнические характеристики кизеловских углей приведены в табл. 61.

В угле содержится до 5% серы. Приведенная сернистость около 1%. Высокая сернистость кизеловских углей ограничивает возможность их использования для производства качественного металлургического кокса.

**Угли Карагандинского бассейна.** Бассейн расположен в Карагандинской области Казахской ССР. Площадь бассейна ~ 3000 км<sup>2</sup>.

Состав и теплотехнические характеристики карагандинских каменных углей приведены в табл. 62.

Угли коксующиеся, малосернистые. Карагандинские угли используют для коксования и как энергетическое топливо.

Капиталовложения составляют по проектным данным 24 руб. на 1 *т.у.т.* годовой добычи, а средняя себестоимость 1 *т.у.т.* ~ 7 руб. [3].

**Угли Экибастузского месторождения.** Месторождение расположено в Павлодарской области Казахской ССР. Запасы каменных углей, добычу которых успешно можно осуществлять открытым способом, превышают 7 млрд. т [78].

Угли малосернистые, приведенная сернистость (на 1000 ккал) всего лишь 0,2%. Зольность экибастузских углей весьма высокая — около 40% на сухую массу. Приведенная зольность ~ 9%. Зола отличается высокой абразивностью. Тем не менее сжигание экибастузских углей в пылевидном состоянии на крупных электростанциях освоено советскими энергетиками, и добыча дешевых экибастузских углей для электростанций быстро возрастает.

Себестоимость 1 *т.у.т.* экибастузских углей составляет ~ 1,2 руб., т. е. в несколько раз ниже, чем углей шахтной добычи. Капиталовложения на 1 *т.у.т.* годовой добычи ~ 7,4 руб., примерно в 4 раза ниже удельных капиталовложений для добычи донецкого угля и в 3 раза ниже вложений, необходимых для добычи печорского угля [3].

В 1955 г. было добыто 2,3 млн. т экибастузских углей, в 1965 г. — около 14 млн. т, в 1970 г. — свыше 20 млн. т. По решению Совета Министров СССР в ближайшее десятилетие добыча угля должна возрасти в четыре раза<sup>1</sup>. Строится сверхмощный угольный разрез производительностью до 45 млн. т топлива в год, будут увеличены мощности существующих разрезов. Вблизи от угольных разрезов будут сооружены мощные электростанции. Предусмотрена передача электроэнергии в Европейскую часть страны.

<sup>1</sup> «Правда», 4 марта 1970 г.

Таблица 60

Состав и теплотехнические характеристики каменных углей Донецкого и Львовско-Волынского бассейнов

Показатели	Донецкий бассейн							Львовско-Волынский бассейн
	Марка угля							
	Д	Г	Ж	К	ОС	Т	промежуточный продукт мокрого обогащения (Ж, К, ОС)	
Состав горючей массы, %								
$S_R^r$	2,9	2,6	2,5	2,6	2,0	2,3	4,4	2,4
$S_{op}^r$	2,3	1,8	1,1	1,0	1,0	1,1		0,7
$C^r$	76,0	80,5	84,0	87,0	88,5	89,5	82,1	79,5
$H^r$	5,5	5,4	5,2	4,8	4,5	4,2	5,1	5,2
$N^r$	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,7	1,3
$O^r$	11,7	8,2	5,7	3,1	2,5	1,4	6,7	10,9
Выход летучих $V^r$ , %	43	39	32	22	16	13	30	39
Теплота сгорания $Q_0^r$ , ккал/кг	7750	8100	8430	8530	8600	8600	8230	7800
Сухая масса $A^c$ , %	17,5	18	19,5	19,0	19,5	18	39	21
Состав рабочей массы, %								
$W^p$	13,0	7,0	5,0	5,0	4,5	5,0	10,0	10,0
$A^p$	15,5	17,0	19,0	18,0	19,0	17,0	35,0	15,0
$S_K^p$	2,0	2,0	2,0	2,0	1,5	1,7	} 2,4	1,8
$S_{op}^p$	1,5	1,3	0,8	0,8	0,8	0,9		0,6
$C^p$	54,0	61,5	64,0	67,0	67,7	70,0	45,2	59,7
$H^p$	3,9	4,0	3,9	3,7	3,5	3,2	2,8	3,9
$N^p$	1,1	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1	0,9	0,9
$O^p$	9,0	6,2	4,2	2,4	1,9	1,1	3,7	8,1
Теплота сгорания низшая $Q_H^p$ , ккал/кг	5180	5800	6100	6300	6350	6400	4250	5500
$RO_2$ max, %	18,8	18,7	18,7	18,7	18,7	19,0	18,7	19,0
$t'_{max}$ , °C	2060	2080	2120	2080	2120	2120	2040	2080
$P$ , ккал/нм <sup>3</sup>	940	930	940	920	940	930	925	935
$R$ , ккал/нм <sup>3</sup>	835	845	860	845	860	860	830	840
$B$	0,89	0,91	0,91	0,92	0,92	0,93	0,90	0,90
$W_{прив}^p$ , %	2,5	1,2	0,8	0,8	0,7	0,8	2,3	1,8
$A_{прив}^p$ , %	3,0	3,0	3,1	3,0	2,9	2,7	8	2,5
$S_{K+o\text{ прив}}^p$ , %	0,7	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,6	0,4
$V_{возд.\text{ прив}}^o$ , нм <sup>3</sup>	1,09	1,10	1,09	1,10	1,09	1,10	1,11	1,09
$V_{\Sigma\text{ прив}}^o$ , нм <sup>3</sup>	1,20	1,18	1,17	1,18	1,16	1,16	1,20	1,19
$V_{с. г.\text{ прив}}^o$ , нм <sup>3</sup>	1,07	1,07	1,07	1,08	1,07	1,07	1,08	1,07
$V_{H_2O\text{ прив}}^o$ , нм <sup>3</sup>	0,13	0,11	0,10	0,10	0,09	0,09	0,12	0,12
Плавкость золы, °C								
$t_1$	1000	1050	1100	—	1100	1060	1100	1100
$t_2$	1200	1200	1150	—	1150	1230	1200	1200
$t_3$	1300	1300	1250	—	1250	1260	1300	1230

Т а б л и ц а 61

Состав и теплотехнические характеристики каменных углей Печорского и Кизеловского бассейнов

Показатели	Печорский бассейн		Кизеловский бассейн, уголь марки Г
	Интинское месторождение, уголь марки Д	Воркутинское месторождение, уголь марки Ж	
Состав горючей массы, %			
$S^r$	3,6	1,0	7,0
$C^r$	74,0	85,5	78,4
$H^r$	5,0	5,3	5,6
$N^r$	2,0	2,3	1,3
$O^r$	15,4	5,9	7,7
Выход летучих $V^r$ , %	39	31	44
Теплота сгорания $Q_6^r$ , ккал/кг	7300	8400	8100
Сухая масса $A^c$ , %	28	19	27
Состав рабочей массы, %			
$W^p$	11,0	5,0	5,0
$A^p$	25,0	18,0	26,0
$S_{0+K}^p$	2,3	0,8	4,7
$C^p$	47,4	65,8	54,0
$H^p$	3,2	4,1	3,9
$N^p$	1,3	1,8	1,0
$O^p$	9,8	4,5	5,4
Теплота сгорания низшая			
$Q_n^p$ , ккал/кг	4400	6100	5200
$RO_{2max}$ , %	19,1	18,7	18,5
$t'_{max}$ , °C	2030	2120	2090
$P$ , ккал/нм <sup>3</sup>	920	940	935
$R$ , ккал/нм <sup>3</sup>	825	860	845
$B$	0,90	0,91	0,91
$W_{прив}^p$ , %	2,5	0,8	1
$A_{прив}^p$ , %	6	3	5
$S_{K+o.прив}^p$ , %	0,5	0,13	0,9
$V_{возд.прив}^o$ , нм <sup>3</sup>	1,12	1,09	1,10
$V_{\Sigma прив}^o$ , нм <sup>3</sup>	1,22	1,16	1,18
$V_{с.г.прив}^o$ , нм <sup>3</sup>	1,09	1,06	1,06
$V_{H_2O прив}^o$ , нм <sup>3</sup>	0,13	0,10	0,12
Плавкость золы, °C			
$t_1$	1100	1150	1200
$t_2$	1150	1200	1450
$t_3$	1170	1250	1500

Таблица 62

Состав и теплотехнические характеристики каменных углей Казахской, Киргизской и Грузинской ССР

Показатели	Бассейн, месторождение							
	Карагандинский (Казахская ССР)	Экибастуновское (Казахская ССР)	Кууссинское (Казахская ССР)	Кок-Янгакское (Киргизская ССР)	Ташкумырское (Киргизская ССР)	Ткварчельское (Грузинская ССР)	Тквибульское (Грузинская ССР)	
	Марка угля							
	К	ОС	СС	СГ	Д	Д	Ж	Д
Состав горючей массы, %								
S <sup>г</sup>	1,0	0,9	1,4	0,8	2,3	1,2	2,5	2,1
C <sup>г</sup>	85,7	84,0	78,5	82,0	77,5	79,0	78,5	76,5
H <sup>г</sup>	5,2	5,1	5,3	5,0	5,2	5,0	6,0	5,7
N <sup>г</sup>	1,1	1,3	1,5	1,5	1,0	1,2	1,6	1,5
O <sup>г</sup>	7,0	8,7	13,3	10,7	14,0	13,6	11,4	14,2
Выход летучих V <sup>г</sup> , %	28	26	32	27	38	38	42	41
Теплота сгорания Q <sub>в</sub> <sup>г</sup> , ккал/кг	8300	8250	7600		7600	7600	7900	7600
Сухая масса A <sup>с</sup> , %	26	22	40	38	18	14	40	31
Состав рабочей массы, %								
W <sup>р</sup>	7,0	8,0	8,0	7,0	15,0	15,0	11,0	13,0
A <sup>р</sup>	24,0	20,0	37,0	35,0	15,0	12,0	35,0	27,0
S <sup>р</sup>	0,7	0,7	0,8	0,5	1,6	0,9	1,2	1,2
C <sup>р</sup>	59,1	60,4	43,2	47,5	54,3	57,7	42,5	46,0
H <sup>р</sup>	3,6	3,7	2,9	2,9	3,6	3,6	3,2	3,4
N <sup>р</sup>	0,8	1,0	0,8	0,9	0,7	0,9	0,9	0,9
O <sup>р</sup>	4,8	6,2	7,3	6,2	9,8	9,9	6,2	8,5
Теплота сгорания низшая Q <sub>н</sub> <sup>р</sup> , ккал/кг	5500	5700	4000	4300	5000	5300	4000	4300
RO <sub>2max</sub> , %	18,8	18,8	18,8	19,0	19,1	19,3	18,4	18,7
t <sub>max</sub> , °C	2080	2100	2040	2080	2020	2040	2000	2010
P, ккал/лм <sup>3</sup>	930	940	920	920	925	930	920	930
R, ккал/лм <sup>3</sup>	845	850	830	840	820	830	825	820
B	0,90	0,91	0,90	0,91	0,89	0,90	0,89	0,88
W <sup>р</sup> <sub>прив</sub> , %	1,5	1,5	2	1,5	3	3	3	3
A <sup>р</sup> <sub>прив</sub> , %	4	3,5	9	8	3	2	9	7
S <sup>р</sup> <sub>прив</sub> , %	0,18	0,16	0,2	0,1	0,3	0,15	0,3	0,3
V <sup>о</sup> <sub>возд. прив</sub> , лм <sup>3</sup>	1,11	1,09	1,10	1,10	1,11	1,11	1,12	1,10
V <sup>о</sup> <sub>Σ п.г. прив</sub> , лм <sup>3</sup>	1,19	1,17	1,20	1,19	1,22	1,21	1,23	1,22
V <sup>о</sup> <sub>с. г. прив</sub> , лм <sup>3</sup>	1,08	1,07	1,08	1,08	1,09	1,09	1,09	1,07
V <sup>о</sup> <sub>H<sub>2</sub>O прив</sub> , лм <sup>3</sup>	0,11	0,10	0,12	0,11	0,13	0,12	0,14	0,15
Плавкость золь, °C								
t <sub>1</sub>	1400	1200	1400	1500	1100	—	1450	1450
t <sub>2</sub>	1450	1300	1500	—	1350	—	1500	1500
t <sub>3</sub>	1470	1330	1500	—	1400	—	—	—

### Состав и теплотехнические характеристики каменных утлей Кузнецкого бассейна

Показатели	Марка угля (подземная добыча)									Угль. добыча- емые откры- тым способом
	Д	Г	Ж	К (кемеровский)	ОС (анжерский)	ОС	ОС (кемеровский)	Т	Т	
Состав горючей массы, %										
S <sup>r</sup>	0,4	0,5	0,7	0,3	0,4	0,5	0,6	0,6	0,8	0,3
C <sup>r</sup>	78,5	82,0	84,5	85,5	85,5	90,5	85,5	91,0	89,5	84,5
H <sup>r</sup>	5,6	5,8	5,5	5,4	4,9	4,2	5,2	4,3	4,1	4,2
N <sup>r</sup>	2,3	2,6	2,5	2,2	1,9	2,0	2,3	2,0	2,0	1,9
O <sup>r</sup>	13,2	9,1	6,8	6,6	7,3	2,8	6,4	2,1	3,6	9,1
Выход летучих V <sup>r</sup> , %	41	40	33	30,0	28	15	28	14	11	25
Теплота сгорания Q <sub>0</sub> <sup>r</sup> , ккал/кг	7750	8150	8400	8350	8100	8350	8400	8600	8450	7900
Сухая масса A <sup>c</sup> , %	9	10	20	13	15	13	11	15	19	11,5
Состав рабочей массы, %										
W <sup>p</sup>	11,0	7,5	5,5	7,0	7	7	5	7	7	14
A <sup>p</sup>	8,0	9,0	19,0	12,0	14	12	11	14	17	10
S <sup>p+k</sup>	0,4	0,5	0,5	0,3	0,4	0,4	0,5	0,5	0,6	0,3
C <sup>p</sup>	63,6	68,5	63,8	69,4	67,4	73,1	71,7	71,9	68,1	64,1
H <sup>p</sup>	4,5	4,8	4,1	4,3	3,9	3,4	4,4	3,4	3,1	3,2
N <sup>p</sup>	1,8	2,1	1,9	1,7	1,5	1,6	2,0	1,6	1,5	1,5
O <sup>p</sup>	10,7	7,6	5,2	5,3	5,8	2,5	5,4	1,6	2,7	6,9



Состав и теплотехнические характеристики экибастузских углей приведены в табл. 62.

**Угли Кузнецкого бассейна.** Первооткрывателем кузнецких каменных углей является крепостной Михаил Волков, обнаруживший в 1721 г. на берегу реки Томь «горелую гору 20 сажен высотой» [86].

В 1722 г. было сообщено, что М. Волков обнаружил около г. Томска каменный уголь. Однако систематическое изучение Кузнецкого бассейна началось лишь два столетия спустя. В 1914 г. к изучению бассейна приступили Л. И. Лутугин, А. А. Гапеев и другие исследователи. В 1925 г. П. И. Бутов и В. Я. Яворский составили первую сводную геологическую карту Кузнецкого бассейна [76].

В настоящее время разведанная площадь Кузнецкого бассейна превышает 25 тыс. км<sup>2</sup>. Бассейн расположен на территории Кемеровской и частично Новосибирской областей. Балансовые запасы кузнецких углей оцениваются примерно в 800 млрд. т. Запасы угля только до глубины 600 м составляют 265 млрд. т [78].

В Кузнецком бассейне залегают каменные угли различных марок — от длиннопламенных до тощих. Кузнецкие угли являются высококачественными. Они характеризуются малой сернистостью — 0,3—0,5% (приведенная сернистость 0,05—0,1%) и сравнительно невысокой зольностью. Содержание золы в сухой массе — 9—20%, приведенная зольность рабочего топлива — 1,5—3%.

Низшая теплота сгорания угля от 5700 до 6800 ккал/кг; жаропроизводительность около 2100°.

Состав и теплотехнические характеристики кузнецких углей даны в табл. 63.

Коксующиеся каменные угли добывают в шахтах. Однако глубина шахт в среднем в 1,5—2 раза меньше, чем в Донбассе, а мощность разрабатываемых пластов больше. Благодаря этому себестоимость углей шахтной добычи значительно ниже, чем донецких и печорских.

Коксующиеся угли Кузбасса являются основным видом топлива для сибирской и уральской металлургии. Попутно с коксующимися углями в шахтах добывают также высококачественные некоксующиеся энергетические угли. Однако значительно дешевле обходится добыча энергетических углей в карьерах, осуществляемая в ряде районов Кузбасса. Себестоимость 1 т. у. т. угля, добываемого в шахтах Кузбасса, составляет около 8,4 руб., а угля, добываемого в разрезах, — 4,4 руб.

Высококачественные энергетические каменные угли Кузнецкого бассейна выдерживают дальние перевозки и являются наиболее дешевым видом твердого топлива для Среднего Поволжья и Волго-Вятского района. Поэтому значительная часть кузнецких углей перевозится на запад.

В 1913 г. в Кузнецком бассейне было добыто 0,77 млн. т угля, в 1940 г. — 22,5, в 1950 г. — 38,5, в 1960 г. — 84 и в 1967 г. — более 100 млн. т [88], т. е. примерно в 130 раз больше, чем в 1913 г.

Около 25% угля в Кузбассе добывают открытым способом.

В 1970 г. Правительство приняло постановление<sup>1</sup> «О мерах по дальнейшему развитию Кузнецкого и Карагандинского угольных бассейнов и Экибастузского угольного месторождения». В нем предусмотрено увеличение добычи угля в этих районах до 228 млн. т в 1975 г. и до 300 млн. т — в 1980 г.

Следует отметить, что кузнецкие угли открытой добычи обходятся все же значительно дороже канско-ачинских бурых углей, добываемых в Восточной Сибири и в восточной части Западной Сибири.

**Угли Восточной Сибири.** В южной части Восточной Сибири расположены Минусинский, Улукхемский, Иркутский каменноугольные бассейны и Букачачинское месторождение.

Большинство каменных углей этих бассейнов и месторождений принадлежит к числу длиннопламенных и газовых.

Минусинский каменноугольный бассейн расположен в Красноярском крае, южнее Канско-Ачинского бурогоугольного бассейна. Эксплуатируется в основном Черногорское месторождение бассейна. Себестоимость угля открытой добычи 4,8, а шахтной добычи 6,1 руб/т [3].

<sup>1</sup> «Известия», 10 февраля 1970 г.



Таблица 64

Состав и теплотехнические характеристики каменных углей Восточной Сибири

Показатели	Месторождения			
	Черногор- ское Минусинского бас- сейна (Крас- ноярский край)	Черемхов- ское, Вла- димирское, Забитуй- ское (Ир- кутская область)	Букачин- ское (Читин- ская область)	
Марка угля				
	Д	Д	Д	Г
Состав горючей массы, %				
S <sup>r</sup>	0,6	1,6	0,7	0,7
C <sup>r</sup>	79,5	78,0	78,5	82,0
H <sup>r</sup>	5,4	5,6	5,5	5,5
N <sup>r</sup>	1,6	1,1	1,0	1,0
O <sup>r</sup>	12,9	13,7	14,3	10,8
Выход летучих V <sup>r</sup> , %	42	45	42	40
Теплота сгорания Q <sub>6</sub> <sup>r</sup> , ккал/кг	7700	7700	7600	8100
Сухая масса A <sup>c</sup> , %	13	23	10	14
Состав рабочей массы, %				
W <sup>p</sup>	14,0	13,0	12,0	7,0
A <sup>p</sup>	11,0	20,0	9,0	12,0
S <sub>к+о</sub> <sup>p</sup>	0,5	1,1	0,5	0,6
C <sup>p</sup>	59,5	52,2	62,9	66,4
H <sup>p</sup>	4,1	3,8	4,3	4,5
N <sup>p</sup>	1,2	0,7	1,2	0,8
O <sup>p</sup>	9,7	9,2	10,1	8,7
Теплота сгорания низшая Q <sub>н</sub> <sup>r</sup> , ккал/кг	5500	5000	5700	6200
RO <sub>2max</sub> , %	19,0	18,7	18,8	18,6
t <sub>max</sub> <sup>′</sup> , °C	2030	2040	2050	2080
P, ккал/нм <sup>3</sup>	930	935	930	935
R, ккал/нм <sup>3</sup>	825	830	830	845
B	0,89	0,89	0,89	0,90
W <sub>прив</sub> <sup>p</sup> , %	2,5	2,5	2	1,1
A <sub>прив</sub> <sup>p</sup> , %	2	4	1,5	2
S <sub>к+о прив</sub> <sup>p</sup> , %	0,1	0,2	0,1	0,1
V <sub>возд. прив</sub> <sup>о</sup> , нм <sup>3</sup>	1,10	1,10	1,10	1,10
V <sub>Σприв</sub> <sup>о</sup> , нм <sup>3</sup>	1,20	1,20	1,20	1,20
V <sub>с. г. прив</sub> <sup>о</sup> , нм <sup>3</sup>	1,07	1,07	1,07	1,07
V <sub>H<sub>2</sub>O прив</sub> <sup>о</sup> , нм <sup>3</sup>	0,13	0,13	0,13	0,11
Плавкость золы, °C				
t <sub>1</sub>	1200	1130	1160	1200
t <sub>2</sub>	1350	1240	1270	1290
t <sub>3</sub>	1400	1275	1320	1320

## Состав и теплотехнические характеристики каменных углей Дальнего Востока и о. Сахалина

Показатели	Буреинский бассейн, Ургальское месторождение (Хабаровский край)	Сучанский бассейн (Приморский край)			Липовецкое месторождение (Приморский край)	Подгородненское месторождение (Приморский край)	Южный Сахалин
	Марка угля						
	Г	Г	Ж	Т	Д	Т	Д
Состав горючей массы, %							
S <sup>r</sup>	0,7	0,7	0,6	0,7	0,6	0,7	0,7
C <sup>r</sup>	80,0	82,5	85,5	90,0	76,5	86,5	77,5
H <sup>r</sup>	6,0	5,3	5,2	4,2	6,2	4,6	6,0
N <sup>r</sup>	1,2	1,4	1,4	1,0	0,8	0,7	1,6
O <sup>r</sup>	12,1	10,1	7,3	4,1	15,9	7,5	14,2
Выход летучих V <sup>r</sup> , %	42	35	28	9	50	16	47
Теплота сгорания Q <sub>0</sub> <sup>r</sup> , ккал/кг	8000	8100	8250	8400	7600	8150	7700
Сухая масса, A <sup>c</sup> , %	32	31	22	24		42	21
Состав рабочей массы, %							
W <sup>p</sup>	5,0	5,0	6,0	5,0	9,0	5,0	11,0
A <sup>p</sup>	30,0	29,0	21,0	23,0	24,0	40,0	19,0
S <sup>p</sup> <sub>к+ор</sub>	0,5	0,5	0,4	0,5	0,4	0,4	0,5
C <sup>p</sup>	52,0	54,5	62,5	64,7	51,2	47,5	54,2
H <sup>p</sup>	3,9	3,5	3,8	3,2	4,2	2,5	4,2
N <sup>p</sup>	0,8	0,9	1,0	0,7	0,5	0,4	1,1
O <sup>p</sup>	7,8	6,6	5,3	2,9	10,7	4,2	10,0
Теплота сгорания низшая Q <sub>н</sub> <sup>p</sup> , ккал/кг	4900	5100	5700	5800	4800	4400	5100
RO <sub>2max</sub> , %	18,5	18,7	18,8	19,3	18,7	19,0	18,7
t' <sub>max</sub> , °C	2070	2100	2100	2110	2040	2080	2040
P, ккал/нм <sup>3</sup>	940	940	940	925	925	920	935
R, ккал/нм <sup>3</sup>	835	850	860	855	830	845	830
B	0,90	0,91	0,92	0,93	0,90	0,92	0,89
W <sup>p</sup> <sub>прив</sub> , %	1	1	1	0,8	1,2	1	2
A <sup>p</sup> <sub>прив</sub> , %	6	6	3,5	4	5,5	9	4
S <sup>p</sup> <sub>прив</sub> , %	0,1	0,1	0,07	0,08	0,08	0,1	0,1
V <sup>o</sup> <sub>возд. прив</sub> , нм <sup>3</sup>	1,09	1,10	1,09	1,11	1,11	1,12	1,10
V <sup>o</sup> <sub>сприв</sub> , нм <sup>3</sup>	1,18	1,18	1,17	1,17	1,21	1,18	1,20
V <sup>o</sup> <sub>с. г. прив</sub> , нм <sup>3</sup>	1,06	1,07	1,07	1,08	1,08	1,08	1,07
V <sup>o</sup> <sub>H<sub>2</sub>O прив</sub> , нм <sup>3</sup>	0,12	0,11	0,10	0,09	0,13	0,10	0,13
Плавкость золы, °C							
t <sub>1</sub>	1200	—	1150	1100	1450	1300	1200
t <sub>2</sub>	1500	—	1300	1250	1500	1450	1300
t <sub>3</sub>	—		1350	1280		1500	1350

Южнее Минусинского бассейна, в Тувинской АССР, на расстоянии нескольких сот километров от железнодорожной магистрали расположен Улукхемский каменноугольный бассейн.

Восточнее Канско-Ачинского бассейна и Азейского месторождения бурых углей вблизи Сибирской железной дороги расположены Черемховское, Владимирское и Забитуйское месторождения каменных углей Иркутского бассейна.

В бассейне эксплуатируется в основном Черемховское месторождение.

В Читинской области расположено Букачачинское каменноугольное месторождение.

Состав и теплотехнические характеристики углей Восточной Сибири приведены в табл. 64.

В северной части Восточной Сибири расположен Южно-Якутский бассейн со значительными запасами малосернистых спекающихся углей. Тунгусский и Ленский бассейны Якутии, занимающие огромную территорию, мало изучены. В Тунгусском бассейне разрабатывается Норильское месторождение.

Угли Тунгусского, Ленского и других северных бассейнов являются крупным резервом топлива, обеспечивающим на столетия потребность в горючем.

Угли Дальнего Востока и о. Сахалина. Наиболее крупным бассейном Дальнего Востока является Буреинский, расположенный в Хабаровском крае. В бассейне залегают преимущественно газовые угли.

В Приморском крае расположены Сучанский бассейн, Липовецкое и Подгородненское месторождения каменных углей.

Состав и теплотехнические характеристики каменных углей Дальнего Востока и острова Сахалин приведены в табл. 65.

Угли Средней Азии. В Киргизской ССР добывают длиннопламенные каменные угли Кок-Янгакского и Ташкумырского месторождений.

Состав и теплотехнические характеристики углей этих месторождений приведены в табл. 62.

Небольшое количество каменного угля добывается в Узбекской ССР (Шаргунское месторождение). Каменные угли, добываемые в республиках Средней Азии, обходятся дорого и замещаются природным газом.

Угли Кавказа. На Кавказе добывают каменные угли Тквибульского и Ткварчельского месторождений, расположенных в Грузинской ССР. Состав и теплотехнические характеристики каменных углей этих месторождений приведены в табл. 62.

Добыча угля обходится дорого [3].

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ КАМЕННЫХ УГЛЕЙ

Сухие продукты сгорания большинства каменных углей без избытка воздуха состоят из 18,7—19,0%  $RO_2$  и 81,0—81,3%  $N_2$ .

Средний состав сухих продуктов сгорания каменных углей, не разбавленных воздухом, можно принять равным 18,8%  $RO_2$  и 81,2%  $N_2$ .

При разбавлении продуктов сгорания воздухом, состоящим из 21%  $O_2$  и 79%  $N_2$ , содержание азота в продуктах сгорания находится в пределах от 79 до 81,2%. В соответствии с этим сумма сухих кислородсодержащих газов, т. е.  $RO_2 + O_2$ , равна 100% —  $N_2$  и содержание  $RO_2 + O_2$  в продуктах сгорания возрастает по мере их разбавления воздухом. Так, при трехкратном разбавлении воздухом содержание  $N_2$  в сухих продуктах сгорания составляет около 80%, а сумма  $RO_2$  и  $O_2$  равна ~ 20%.

В табл. 66 приведен состав сухих продуктов сгорания каменных углей с  $RO_{2max} = 18,8\%$  при различной степени их разбавления воздухом, а также значения коэффициентов избытка воздуха  $\alpha$  и разбавления сухих продуктов сгорания  $h$ .

Располагаемое тепло продуктов сгорания ( $q_{расп}$ ) и потери тепла с уходящими газами  $q_2$  при сжигании каменных углей можно подсчитать по уни-

Таблица 66

Состав продуктов полного сгорания каменного угля в зависимости от содержания в них  $RO_2$ 

Состав сухих продуктов сгорания, %			Коэффициент		Состав сухих продуктов сгорания, %			Коэффициент	
$RO_2$	$O_2$	$N_2$	разбавления сухих продук- тов сгорания $h$	избытка воздуха $\alpha$	$RO_2$	$O_2$	$N_2$	разбавления сухих продук- тов сгорания $h$	избытка воздуха $\alpha$
18,8	0,0	81,2	1,00	1,00	11,8	7,9	80,3	1,59	1,57
18,6	0,2	81,2	1,01	1,01	11,6	8,1	80,3	1,62	1,60
18,4	0,4	81,2	1,02	1,02	11,4	8,3	80,3	1,65	1,63
18,2	0,6	81,2	1,03	1,03	11,2	8,5	80,3	1,68	1,66
18,0	0,9	81,1	1,04	1,04	11,0	8,8	80,2	1,71	1,69
17,8	1,1	81,1	1,05	1,05	10,8	9,0	80,2	1,74	1,72
17,6	1,3	81,1	1,06	1,06	10,6	9,2	80,2	1,77	1,76
17,4	1,6	81,0	1,07	1,07	10,4	9,4	80,2	1,81	1,78
17,2	1,8	81,0	1,08	1,08	10,2	9,7	80,1	1,84	1,81
17,0	2,0	81,0	1,10	1,10	10,0	9,9	80,1	1,88	1,85
16,8	2,2	81,0	1,11	1,11	9,8	10,1	80,1	1,92	1,89
16,6	2,4	81,0	1,12	1,12	9,6	10,3	80,1	1,96	1,93
16,4	2,7	80,9	1,14	1,14	9,4	10,5	80,1	2,00	1,97
16,2	2,9	80,9	1,15	1,15	9,2	10,7	80,1	2,05	2,02
16,0	3,1	80,9	1,17	1,16	9,0	11,0	80,0	2,09	2,06
15,8	3,4	80,8	1,18	1,17	8,8	11,2	80,0	2,14	2,11
15,6	3,6	80,8	1,20	1,19	8,6	11,4	80,0	2,19	2,16
15,4	3,8	80,8	1,21	1,20	8,4	11,6	80,0	2,24	2,21
15,2	4,0	80,8	1,23	1,22	8,2	11,8	80,0	2,29	2,25
15,0	4,3	80,7	1,25	1,24	8,0	12,0	80,0	2,35	2,31
14,8	4,5	80,7	1,27	1,26	7,8	12,3	79,9	2,42	2,38
14,6	4,7	80,7	1,28	1,27	7,6	12,5	79,9	2,48	2,44
14,4	4,9	80,7	1,30	1,29	7,4	12,7	79,9	2,53	2,48
14,2	5,2	80,6	1,32	1,31	7,2	12,9	79,9	2,65	2,50
14,0	5,4	80,6	1,34	1,33	7,0	13,1	79,9	2,69	2,64
13,8	5,6	80,6	1,36	1,35	6,8	13,4	79,8	2,77	2,72
13,6	5,8	80,6	1,37	1,37	6,6	13,6	79,8	2,86	2,80
13,4	6,1	80,5	1,40	1,39	6,4	13,8	79,8	2,95	2,89
13,2	6,3	80,5	1,42	1,41	6,2	14,0	79,8	3,05	2,99
13,0	6,5	80,5	1,44	1,43	6,0	14,3	79,7	3,14	3,08
12,8	6,7	80,5	1,46	1,45	5,8	14,5	79,7	3,26	3,20
12,6	6,9	80,5	1,49	1,47	5,6	14,7	79,7	3,37	3,30
12,4	7,2	80,4	1,51	1,49	5,4	15,0	79,6	3,50	3,42
12,2	7,4	80,4	1,54	1,52	5,2	15,2	79,6	3,62	3,54
12,0	7,6	80,4	1,56	1,54	5,0	15,4	79,6	3,77	3,68

Примечание.  $RO_2$  max сухих продуктов сгорания каменных углей 18,8%.

версальным формулам, рассмотренным в гл. X:

$$q_{расп} = \frac{t_{пр.сгор}}{t_{max}} [C' + (h - 1) BK] \cdot 100\%;$$

$$q_2 = \frac{t_{у.г} - t_{в}}{t_{max}} [C' + (h - 1) BK] \cdot 100\%.$$

Необходимые для подсчетов значения жаропроизводительности каменных углей различных марок и месторождений  $t_{max}$ , а также соотношения объе-

мов сухих и влажных продуктов сгорания  $B$  и величины  $RO_{2\max}$ , на основе которой определяется коэффициент разбавления сухих продуктов сгорания  $h$ , приведены в табл. 59—65.

Коэффициенты  $C'$  и  $K$  для различных температур продуктов сгорания даны в табл. 28.

Располагаемое тепло продуктов сгорания каменных углей можно определить также по более простой формуле

$$q = 0,01 t_{\text{пр. сгор}} Z, \quad (\text{XV.1})$$

потери тепла с уходящими газами по формулам

$$q_2 = 0,01 (t_{y.r} - t_n) Z, \quad (\text{XV.2})$$

$$q_2 = 0,01 (t_{y.r} - t_n) Z, \quad (\text{XV.3})$$

а уменьшение потерь тепла с уходящими газами вследствие понижения их температуры по формуле

$$\Delta q = 0,01 (t_{y.r} - t'_{y.r}) Z. \quad (\text{XV.4})$$

Средние значения величины  $Z$  для продуктов сгорания каменных углей приведены в табл. 67 [6].

Потери тепла вследствие химической неполноты сгорания можно подсчитать по универсальной формуле (X.24) или по локальной формуле для каменных углей

$$q_3 = \frac{61CO + 50H_2 + 200CH_4}{RO_2 + CO + CH_4} \% . \quad (\text{XV.5})$$

Подсчет 1.

При сжигании каменного угля получены продукты сгорания, содержащие 14,0%  $RO_2$  и 2,0%  $CO$ . Определить потери тепла вследствие химической неполноты горения.

1-й метод. По формуле (XV.5) для каменных углей

$$q_3 = \frac{61 \cdot 2}{14 + 2} = 7,6\% .$$

2-й метод. По универсальной формуле (X.27) на основе обобщенных характеристик продуктов горения

$$q_3 = \frac{Q_{\text{пр. сгор}} h \cdot 100}{P} \% .$$

Принимая  $RO_{2\max}$  для каменных углей  $\approx 18,8\%$  и  $P = 930 \text{ ккал/м}^3$ , получаем

$$h = \frac{RO_{2\max}}{RO_2 + CO} = \frac{18,8}{14,0 + 2,0} = 1,17;$$

$$Q_{\text{пр. сгор}} = 30,2 \cdot CO = 30,2 \cdot 2,0 = 60,4 \text{ ккал/м}^3;$$

$$q_3 = \frac{60,4 \cdot 1,17 \cdot 100}{930} = 7,6\% .$$

3-й метод. При подсчете с учетом теплоты сгорания угля (6750 ккал/кг) и содержания в нем углерода (72,0%) получаем

$$q_3 = 57 \cdot C \cdot \frac{CO}{RO_2 + CO} \cdot \frac{100}{Q_H^p} = 57 \cdot 72 \cdot \frac{2}{14 + 2} \cdot \frac{100}{6750} = 7,6\% .$$

Подсчет 2.

При сжигании донецкого каменного угля следующего состава:  $C^p = 77,1\%$ ;  $S^p = 1,9\%$ ;  $H^p = 4,0\%$ ;  $O^p = 2,8\%$ ;  $N^p = 1,3\%$ ;  $A^p = 9,4\%$ ;  $W^p = 3,5\%$  с низшей теплотой сгорания  $Q_H^p 7260 \text{ ккал/кг}$  получены продукты сгорания, содержащие  $RO_2 = 12,1\%$  и  $CO = 2,8\%$ . Определить потери тепла вследствие химической неполноты сгорания.

Таблица 67

Значение величины  $Z$  для каменного угля ( $RO_{2\max}$  18,8%) при температуре уходящих газов от 100 до 300° С

Содержание в продуктах сгорания $RO_2 + CO$ , %	$Z$	Содержание в продуктах сгорания $RO_2 + CO$ , %	$Z$	Содержание в продуктах сгорания $RO_2 + CO$ , %	$Z$	Содержание в продуктах сгорания $RO_2 + CO$ , %	$Z$
18,8	3,95	15,2	4,75	11,6	6,04	8,0	8,42
18,7	3,96	15,1	4,78	11,5	6,03	7,9	8,60
18,6	3,98	15,0	4,80	11,4	6,13	7,8	8,70
18,5	4,00	14,9	4,83	11,3	6,17	7,7	8,80
18,4	4,02	14,8	4,87	11,2	6,21	7,6	8,90
18,3	4,04	14,7	4,90	11,1	6,26	7,5	9,00
18,2	4,06	14,6	4,93	11,0	6,30	7,4	9,10
18,1	4,08	14,5	4,96	10,9	6,36	7,3	9,22
18,0	4,10	14,4	4,99	10,8	6,43	7,2	9,35
17,9	4,12	14,3	5,02	10,7	6,50	7,1	9,47
17,8	4,14	14,2	5,05	10,6	6,56	7,0	9,60
17,7	4,16	14,1	5,09	10,5	6,62	—	—
17,6	4,18	14,0	5,12	10,4	6,68	—	—
17,5	4,20	13,9	5,16	10,3	6,74	—	—
17,4	4,22	13,8	5,20	10,2	6,80	—	—
17,3	4,25	13,7	5,24	10,1	6,86	—	—
17,2	4,27	13,6	5,27	10,0	6,92	—	—
17,1	4,29	13,5	5,30	9,9	6,98	—	—
17,0	4,31	13,4	5,34	9,8	7,05	—	—
16,9	4,33	13,3	5,38	9,7	7,12	—	—
16,8	4,36	13,2	5,41	9,6	7,20	—	—
16,7	4,38	13,1	5,44	9,5	7,27	—	—
16,6	4,40	13,0	5,48	9,4	7,35	—	—
16,5	4,42	12,9	5,52	9,3	7,42	—	—
16,4	4,44	12,8	5,55	9,2	7,50	—	—
16,3	4,46	12,7	5,58	9,1	7,57	—	—
16,2	4,48	12,6	5,62	9,0	7,65	—	—
16,1	4,51	12,5	5,66	8,9	7,72	—	—
16,0	4,54	12,4	5,70	8,8	7,80	—	—
15,9	4,56	12,3	5,74	8,7	7,87	—	—
15,8	4,58	12,2	5,78	8,6	7,95	—	—
15,7	4,61	12,1	5,82	8,5	8,05	—	—
15,6	4,64	12,0	5,87	8,4	8,15	—	—
15,5	4,67	11,9	5,91	8,3	8,25	—	—
15,4	4,70	11,8	5,95	8,2	8,35	—	—
15,3	4,73	11,7	6,00	8,1	8,43	—	—

1-й метод. По формуле (XV.5) для каменных углей (не прибегая к определению элементарного состава угля и его теплоты сгорания)

$$q_3 = \frac{61 \cdot CO}{RO_2 + CO} = \frac{61 \cdot 2,8}{12,1 + 2,8} = 11,5\%.$$

2-й метод. Исходя из элементарного состава топлива  $K^p = C^p + 0,37 S_r^p = 77,1 + 0,37 \cdot 1,9 = 77,8\%$ , найдем потери тепла вследствие химической неполноты сгорания  $Q_3$  в ккал на 1 кг угля

$$Q_3 = 56,7 K^p \frac{CO}{RO_2 + CO} = 59,7 \cdot 77,8 \frac{2,8}{12,1 + 2,8} = 836 \text{ ккал/кг.}$$

Потери тепла вследствие химической неполноты сгорания в процентах к теплоте сгорания угля

$$q_3 = \frac{Q_3}{Q_H^p} = \frac{836}{7260} \cdot 100 = 11,5\%.$$

Подсчет 3.

При сжигании промежуточного продукта обогащения кизеловского каменного угля с содержанием углерода 56,82%, горючей серы 5,45% и низшей теплотой сгорания 5566 ккал/кг получены продукты сгорания, содержащие 13,05%  $RO_2$  и 1,1% CO. Подсчитать потери тепла вследствие химической неполноты горения.

1-й метод. По формуле (XV,5) для каменных углей

$$q_3 = \frac{61 \cdot CO}{RO_2 + CO} = \frac{61 \cdot 1,1}{13,05 + 1,1} = 4,7\%.$$

2-й метод. Исходя из состава и теплоты сгорания угля:

$$a) K^p = C^p + 0,363 S_F^p = 56,82 + 0,363 \cdot 5,45 = 58,82\%;$$

$$b) Q_3 = 56,7 \cdot K^p \frac{CO}{RO_2 + CO} = 56,7 \cdot 58,82 \frac{1,1}{13,05 + 1,1} = 2610 \text{ ккал/кг};$$

$$в) q_3 = \frac{Q_3}{Q_H} \cdot 100 = \frac{2610}{5566} \cdot 100 = 4,65\%.$$

Подсчет  $q_2$  — см. стр. 151 и табл. 67.

## Глава XVI

### АНТРАЦИТ И ПОЛУАНТРАЦИТ

Наиболее углефицированным видом естественного топлива является антрацит [89].

Полуантрацит занимает промежуточное положение между антрацитом и тощими каменными углями. Различия между антрацитом, полуантрацитом и каменными углями рассмотрены в гл. XIII.

Полуантрациты добывают в основном в Донецком бассейне, на Урале (Егоршинское месторождение) и в Приморском крае (Сучанский бассейн).

Состав горючей и рабочей массы полуантрацита, а также теплотехнические характеристики полуантрацита приведены в табл. 68.

Антрацит добывают почти исключительно в Донецком бассейне. Цвет кусков антрацита серовато-черный с металлическим блеском; черта на фарфоровой пластинке темно-серая (до черной). Антрацит характеризуется раковистым изломом и значительной вязкостью. Удельный вес антрацита 1,4—1,7, т. е. выше, чем у каменных углей [73].

Состав и теплотехнические характеристики антрацита даны в табл. 69.

Антрацит классифицируют на следующие марки в зависимости от размера кусков (в мм):

Антрацит плитный — АП . . . . .	Более 100
Антрацит крупный — АК . . . . .	50—100
Антрацит мелкий — АМ . . . . .	6—13
Антрацит семечко — АС . . . . .	6—13
Антрацит зубок — АЗ . . . . .	3—6
Антрацит штыб — АШ . . . . .	< 3
Антрацит рядовой со штыбом — АРШ . . . . .	< 50

Таблица 68

Состав и теплотехнические характеристики полуантрацита

Показатели	Донецкий бас-сейн	Егоршинское месторождение (Урал)	Сучанский бас-сейн (Примор-ский край)	Показатели	Донецкий бас-сейн	Егоршинское месторождение (Урал)
Состав горючей массы, %				Теплота сгорания низ-шая $Q_n^p$ , ккал/кг	6400	5900
$S^r$	2,5	0,5	0,7	$RO_2 \text{ max}$ , %	19,3	19,4
$C^r$	91,0	90,0	93,5	$t'_{\text{max}}$ , °C	210	210
$H^r$	3,5	3,6	3,2	$P$ , ккал/м <sup>3</sup>	90	90
$N^r$	1,3	1,3	1,0	$R$ , ккал/м <sup>3</sup>	860	860
$O^r$	1,7	4,6	1,6	$B$	0,94	0,93
Выход летучих $V^r$ , %	8	9	6	$W^p_{\text{прив}}$ , %	0,8	0,8
Теплота сгорания $Q_6^r$ , ккал/кг	8450	8300	8450	$A^p_{\text{прив}}$ , %	2,5	3,5
Сухая масса $A^c$ , %	17	22	25	$S^p_{\text{прив}}$ , %	0,3	0,07
Состав рабочей массы, %				$V^o_{\text{возд. прив}}$ , м <sup>3</sup>	1,14	1,11
$W^p$	5,0	5,0	6,0	$V^o_{\Sigma \text{ прив}}$ , м <sup>3</sup>	1,19	1,16
$A^p$	16,0	21,0	24,0	$V^o_{\text{с. г. прив}}$ , м <sup>3</sup>	1,12	1,08
$S^p_{\text{к+ор}}$	1,9	0,4	0,5	$V^o_{\text{H}_2\text{O прив}}$ , м <sup>3</sup>	0,07	0,08
$C^p$	71,9	66,5	65,5	Плавкость золы, °C		
$H^p$	2,8	2,7	2,2	$t_1$	1050	1500
$N^p$	1,6	1,0	0,7	$t_2$	1250	—
$O^p$	1,4	3,4	1,1	$t_3$	1300	—

С уменьшением размера кусков антрацита значительно увеличивается содержание в топливе пустой породы и возрастает его зольность. Так, средняя зольность антрацита марок АП и АК менее 6%, а марок АШ и АРШ более 16% (см. табл. 69).

Сортированный антрацит является ценным видом топлива для газогенераторов, печей и котлов с топками для слоевого сжигания угля. Антрацит марок АШ и АРШ (после измельчения) используют в камерных топках.

Применение несортированного антрацита со штыбом (АРШ) для слоевого сжигания нецелесообразно вследствие больших потерь топлива с провалом и уносом.

Сухие продукты полного сгорания антрацита, не разбавленные воздухом, содержат ~ 20,2%  $RO_2$  и ~ 79,8%  $N_2$ .

Состав продуктов сгорания антрацита при различной степени разбавления воздухом, а также значения коэффициентов избытка воздуха  $\alpha$  и разбавления сухих продуктов сгорания  $h$  приведены в табл. 70.

Располагаемое тепло продуктов сгорания антрацита  $q$ , потери тепла с уходящими газами  $q_2$  и уменьшение потерь тепла с уходящими газами вследствие снижения их температуры  $\Delta q$  можно подсчитать по универсальным формулам, справедливым для всех видов топлива, а также по локальным формулам [6]:

$$q = 0,01 t_{\text{пр.гр}} Z; \quad (\text{XVI.1})$$

$$q_2 = 0,01 (t_{\text{г.г}} - t_{\text{н}}) Z; \quad (\text{XVI.2})$$

$$q_2 = 0,01 (t_{\text{г.г}} - t_{\text{в}}) Z; \quad (\text{XVI.3})$$

$$\Delta q_2 = 0,01 (t_{\text{г.г}} - t'_{\text{г.г}}) Z. \quad (\text{XVI.4})$$



Таблица 69

## Состав и теплотехнические характеристики антрацита

Показатели	Марка антрацита			
	АП и АК	АМ и АС	АРШ	АШ
Состав горючей массы топлива (средний по Донецкому бассей- ну), %				
$S_R^r$		1,5		
$S_{op}^r$		0,8		
$C^r$		93,5		
$H^r$		2,0		
$N^r$		0,8		
$O^r$		1,4		
Выход летучих $V^r$ , %		3,5		
Теплота сгорания $Q_0^r$ , ккал/кг		8150		
Состав рабочей массы, %				
$W^p$	4,0	5,0	6,0	7,0
$A^p$	5,7	13,3	16,9	16,7
$S_{R+op}^p$	1,7	1,7	1,7	1,7
$C^p$	85,0	76,4	71,8	70,5
$H^p$	1,6	1,5	1,4	1,4
$N^p$	0,9	0,8	0,8	0,8
$O^p$	1,1	1,3	1,4	1,9
Теплота сгорания низшая	7250	6500	6100	6000
$Q_{н}^p$ , ккал/кг				
$RO_2 \text{ max}$ , %	20,2	20,2	20,2	20,2
$t'_{\text{max}}$ , °C	2160	2150	2150	2140
$P$ , ккал/м <sup>3</sup>	915	915	915	910
$R$ , ккал/м <sup>3</sup>	875	870	870	865
$B$	0,95	0,90	0,95	0,95
$W_{\text{прив}}^p$ , %	0,5	0,8	1,0	1,2
$A_{\text{прив}}^p$ , %	0,7	2,0	2,8	2,8
$S_{\text{прив}}^p$ , %	0,25	0,25	0,3	0,3
$V_{\text{прив}}^o$ , м <sup>3</sup>	1,11	1,11	1,11	1,11
$V_{\Sigma \text{прив}}^o$ , м <sup>3</sup>	1,14	1,15	1,15	1,15
$V_{\text{с. г. прив}}^o$ , м <sup>3</sup>	1,10	1,10	1,10	1,09
$V_{H_2O \text{ прив}}^o$ , м <sup>3</sup>	0,04	0,05	0,05	0,06
Плавкость золы, °C				
$t_1$	1060	1060	1070	1070
$t_2$	1170	1170	1200	1200
$t_3$	1200	1200	1240	1240

Таблица 70

Состав и теплотехнические характеристики продуктов полного сгорания антрацита

Состав сухих продуктов полного сгорания, %			Коэффициент разбавления су- хих продуктов сгорания $h$	Коэффициент избытка воз- духа $\alpha$	Калориметриче- ская температу- ра горения $t_{кат}$
RO <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>			
20,2	0,0	79,8	1,00	1,00	2140
20,0	0,2	79,8	1,01	1,01	2120
19,8	0,4	79,8	1,02	1,02	2100
19,6	0,6	79,8	1,03	1,03	2080
19,4	0,8	79,8	1,04	1,04	2070
19,2	1,0	79,8	1,05	1,05	2060
19,0	1,3	79,7	1,06	1,06	2040
18,8	1,5	79,7	1,07	1,07	2020
18,6	1,7	79,7	1,09	1,09	2000
18,4	1,9	79,7	1,10	1,10	1990
18,2	2,1	79,7	1,11	1,11	1970
18,0	2,3	79,7	1,12	1,12	1960
17,8	2,5	79,7	1,13	1,13	1940
17,6	2,7	79,7	1,15	1,15	1930
17,4	2,9	79,7	1,16	1,16	1910
17,2	3,1	79,7	1,17	1,17	1890
17,0	3,4	79,6	1,19	1,19	1870
16,8	3,6	79,6	1,20	1,20	1860
16,6	3,8	79,6	1,21	1,21	1840
16,4	4,0	79,6	1,23	1,23	1830
16,2	4,2	79,6	1,24	1,24	1810
16,0	4,4	79,6	1,26	1,26	1800
15,8	4,6	79,6	1,28	1,28	1790
15,6	4,8	79,6	1,29	1,29	1770
15,4	5,0	79,6	1,31	1,30	1750
15,2	5,2	79,6	1,33	1,33	1730
15,0	5,4	79,6	1,34	1,34	1710
14,8	5,6	79,6	1,36	1,36	1690
14,6	5,8	79,6	1,38	1,38	1670
14,4	6,0	79,6	1,40	1,40	1640
14,2	6,2	79,6	1,42	1,42	—
14,0	6,4	79,6	1,44	1,44	—
13,8	6,6	79,6	1,46	1,46	—
13,6	6,8	79,6	1,48	1,48	—
13,4	7,0	79,6	1,51	1,50	—
13,2	7,3	79,5	1,53	1,52	—
13,0	7,5	79,5	1,55	1,54	—
12,8	7,7	79,5	1,58	1,57	—
12,6	7,9	79,5	1,60	1,59	—
12,4	8,1	79,5	1,63	1,62	—
12,2	8,3	79,5	1,66	1,65	—
12,0	8,5	79,5	1,68	1,67	—
11,8	8,7	79,5	1,71	1,70	—
11,6	8,9	79,5	1,74	1,73	—
11,4	9,1	79,5	1,77	1,76	—
11,2	9,4	79,4	1,80	1,79	—
11,0	9,6	79,4	1,83	1,82	—
	9,8	79,4	1,87	1,86	—
	10,0	79,4	1,90	1,89	—
	10,2	79,4	1,94	1,93	—

Т а б л и ц а 70 (окончание)

Состав сухих продуктов полного сгорания, %			Коэффициент разбавления су- хих продуктов сгорания $h$	Коэффициент избытка воз- духа $\alpha$	Калориметриче- ская температу- ра горения $t_{\text{кал}}$
RO <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>			
10,2	10,4	79,4	1,98	1,97	—
10,0	10,6	79,4	2,02	2,01	—
9,8	10,8	79,4	2,06	2,05	—
9,6	11,0	79,4	2,10	2,09	—
9,4	11,2	79,4	2,15	2,14	—
9,2	11,4	79,4	2,20	2,19	—
9,0	11,6	79,4	2,25	2,24	—
8,8	11,8	79,4	2,30	2,29	—
8,6	12,0	79,4	2,35	2,34	—
8,4	12,2	79,4	2,40	2,39	—
8,2	12,5	79,3	2,46	2,45	—
8,0	12,7	79,3	2,52	2,51	—
7,8	12,9	79,3	2,59	2,58	—
7,6	13,1	79,3	2,66	2,65	—
7,4	13,3	79,3	2,73	2,71	—
7,2	13,6	79,2	2,80	2,78	—
7,0	13,8	79,2	2,88	2,86	—
6,8	14,0	79,2	2,97	2,95	—
6,6	14,2	79,2	3,07	3,05	—
6,4	14,4	79,2	3,16	3,14	—
6,2	14,6	79,2	3,26	3,24	—
6,0	14,8	79,2	3,36	3,34	—
5,8	15,0	79,2	3,46	3,43	—
5,6	15,2	79,2	3,60	3,57	—
5,4	15,4	79,2	3,74	3,71	—
5,2	15,6	79,2	3,88	3,85	—
5,0	15,8	79,2	4,04	4,01	—

П р и м е ч а н и е. RO<sub>2 max</sub> сухих продуктов полного сгорания антрацита 20,2%.

Значения величины  $Z$  для продуктов сгорания антрацита в зависимости от их температуры и степени разбавления, т. е. доли углеродсодержащих компонентов, приведены в табл. 71.

#### П о д с ч е т 1.

При сжигании антрацита марки АШ в котлоагрегате производительностью 90 т пара в час получены продукты полного сгорания, содержащие 13,33% RO<sub>2</sub>. Температура уходящих газов 125°; температура воздуха 35°. Подсчитать потери тепла с уходящими газами.

1-й метод. По формуле (XVI.2) для антрацита

$$q_2 = 0,01 (t_{y.r} - t_v) Z = 0,01 (125 - 35) \cdot 5,65 = 0,01 \cdot 90 \cdot 5,65 = 5,095 \approx 5,1\%$$

Значение величины  $Z$  определено по табл. 71.

2-й метод. По универсальной формуле для всех видов топлива на основе его жаро-производительности

$$q_2 = \frac{t_{y.r} - t_v}{t_{\text{max}}} [C' + (h - 1) BK] \cdot 100 = \frac{125 - 35}{2140} [0,82 + 0,51 \cdot 0,78 \cdot 0,95] \cdot 100 = 5,1\%$$

$$\text{Здесь } h = \frac{RO_{2\text{max}}}{RO_2} = \frac{20,2}{13,33} = 1,51,$$

Таблица 71

Значения величины  $Z$  для антрацита при температуре уходящих газов от 100 до 300° С

Содержание в продуктах сгорания $RO_2 + CO$ , %	$Z$	Содержание в продуктах сгорания $RO_2 + CO$ , %	$Z$	Содержание в продуктах сгорания $RO_2 + CO$ , %	$Z$	Содержание в продуктах сгорания $RO_2 + CO$ , %	$Z$
20,2	3,87	16,8	4,57	13,4	5,60	10,0	7,40
20,1	3,90	16,7	4,59	13,3	5,65	9,9	7,46
20,0	3,92	16,6	4,62	13,2	5,70	9,8	7,52
19,9	3,94	16,5	4,64	13,1	5,75	9,7	7,59
19,8	3,96	16,4	4,66	13,0	5,80	9,6	7,66
19,7	3,98	16,3	4,69	12,9	5,85	9,5	7,76
19,6	3,99	16,2	4,72	12,8	5,90	9,4	7,86
19,5	4,01	16,1	4,74	12,7	5,94	9,3	7,95
19,4	4,02	16,0	4,76	12,6	5,98	9,2	8,04
19,3	4,04	15,9	4,80	12,5	6,02	9,1	8,12
19,2	4,05	15,8	4,83	12,4	6,07	9,0	8,20
19,1	4,07	15,7	4,86	12,3	6,11	8,9	8,28
19,0	4,08	15,6	4,89	12,2	6,15	8,8	8,35
18,9	4,10	15,5	4,92	12,1	6,20	8,7	8,45
18,8	4,11	15,4	4,95	12,0	6,25	8,6	8,55
18,7	4,13	15,3	4,98	11,9	6,30	8,5	8,65
18,6	4,15	15,2	5,00	11,8	6,35	8,4	8,75
18,5	4,18	15,1	5,03	11,7	6,40	8,3	8,85
18,4	4,20	15,0	5,06	11,6	6,45	8,2	8,95
18,3	4,22	14,9	5,09	11,5	6,50	8,1	9,05
18,2	4,24	14,8	5,12	11,4	6,55	8,0	9,15
18,1	4,26	14,7	5,15	11,3	6,60	7,9	9,25
18,0	4,29	14,6	5,18	11,2	6,65	7,8	9,37
17,9	4,32	14,5	5,21	11,1	6,70	7,7	9,50
17,8	4,34	14,4	5,24	11,0	6,75	7,6	9,61
17,7	4,36	14,3	5,27	10,9	6,80	7,5	9,72
17,6	4,38	14,2	5,30	10,8	6,85	7,4	9,85
17,5	4,40	14,1	5,33	10,7	6,90	7,3	10,00
17,4	4,42	14,0	5,26	10,6	6,96	7,2	10,12
17,3	4,44	13,9	5,40	10,5	7,03	7,1	10,25
17,2	4,47	13,8	5,44	10,4	7,12	7,0	10,40
17,1	4,49	13,7	5,48	10,3	7,19	—	—
17,0	4,52	13,6	5,52	10,2	7,26	—	—
16,9	4,54	13,5	5,56	10,1	7,33	—	—

Для антрацита марки АШ (см. табл. 69)

 $RO_{2\max} - 20,2\%$ ;  $t'_{\max} - 2140^\circ$ ;  $B - 0,95$ .

Для продуктов сгорания топлива с высокой жаропроизводительностью при температуре уходящих газов  $125^\circ$  (см. табл. 28)  $C' = 0,82$  и  $K = 0,78$ .

3-й метод. Приводим для сопоставления подсчет потерь тепла с уходящими газами данного состава и температуры, исходя из теплоты сгорания топлива. Подсчет требует определения состава и температуры уходящих газов, а также теплоты сгорания и состава сжигаемого топлива.

Элементарный состав горючей массы:  $C^r = 93,2\%$ ;  $S^r = 2,0\%$ ;  $H^r = 1,85\%$ ;  $O^r = 1,75\%$ ;  $N^r = 1,2\%$ .

Содержание золы в сухом антраците  $A^c = 16,0\%$ .

Содержание влаги в рабочей массе топлива  $W^P = 5,0\%$ . Низшая теплота сгорания рабочей массы  $Q_H^P = 6200$  ккал/кг

$$Q_2 = \left( 1,86 \frac{K^P}{RO_2} + 9H^P + W^P + 0,1d\alpha_{y.r}L_0 \right) (t_{y.r} - t_B) = 322 \text{ ккал/кг};$$

$$q_2 = \frac{Q_2}{Q_H^P} \cdot 100 = \frac{322}{6200} \cdot 100 = 5,2\%.$$

Подсчет 2.

При сжигании в котлоагрегате производительностью 150 т пара в час антрацита марки АШ, предварительно подсушенного до содержания влаги 2%, были получены продукты полного сгорания с содержанием  $RO_2 = 14,25\%$ . Температура уходящих газов  $140^\circ$ , температура воздуха  $20^\circ$ . Подсчитать потери тепла с уходящими газами.

1-й метод. По формуле (XVI.2) и табл. 71

$$q_2 = 0,01 (t_{y.r} - t_B) Z = 0,01 (140 - 20) \cdot 5,285 = 6,34\% \approx 6,3\%.$$

2-й метод. По универсальной формуле

$$q_2 = \frac{t_{y.r} - t_B}{t_{\max}} [C' + (h - 1) BK] \cdot 100 = \frac{140 - 20}{2140} [0,82 + 0,43 \cdot 0,95 \cdot 0,78] \cdot 100 = 6,3\%.$$

3-й метод. На основе определения теплоты сгорания и состава сжигаемого антрацита потери тепла с уходящими газами подсчитаны равными 6,1% без учета содержания влаги в воздухе. С учетом содержания влаги в воздухе  $q_2 = 6,2\%$ .

Следовательно, расхождение в подсчетах  $q_2$  на основе жаропроизводительности и теплоты сгорания составляет всего лишь 0,1%, несмотря на то что при подсчетах по первым двум методам не учитывалось повышение жаропроизводительности вследствие подсушки антрацита. С учетом этого положения различия в подсчетах по рассматриваемым методам практически нет.

Потери тепла с уходящими газами при работе на твердом топливе  $q_2^{\text{испр}}$  в ряде случаев подсчитывают по отношению к сгоревшему топливу, т. е. за вычетом потерь топлива вследствие провала и уноса ( $q_4$ )

$$q_2^{\text{испр}} = \frac{q_2 (100 - q_4)}{100} \%.$$

Подсчет 3.

При сжигании антрацитового штыба с примесью 15% тощего каменного угля получены продукты сгорания с содержанием:  $RO_2 = 12,75\%$  и  $CO = 0,13$ . Температура уходящих газов  $160^\circ$ ; температура воздуха  $40,4^\circ$ . Подсчитать потери тепла с уходящими газами  $q_2^{\text{испр}}$  с учетом потерь тепла вследствие механической неполноты сгорания  $q_4 = 9,7\%$ .

1-й метод. Поскольку теплотехнические характеристики антрацита и тощего каменного угля близки, а присадка каменного угля к антрациту невелика, определяем потери тепла по формуле (XVI.2), принимая значение  $Z$  по табл. 71 для антрацита

$$q_2 = 0,01 (t_{y.r} - t_B) Z = 0,01 (160 - 40,4) \cdot 5,85 = 7,0\%;$$

$$q_2^{\text{испр}} = q_2 \frac{100 - q_4}{100} = 7,0 \frac{100 - 9,7}{100} = 6,3\%.$$

2-й метод. По универсальной формуле (X.17) на основе жаропроизводительности антрацита

$$q_2 = \frac{160 - 40,4}{2140} (0,82 + 0,56 \cdot 0,95 \cdot 0,78) 100 = 6,9\%;$$

$$q_2^{\text{испр}} = 6,9 \frac{(100 - 9,7)}{100} = 6,2\%.$$

3-й метод. Исходя из теплоты сгорания и состава смеси антрацита и каменного угля, потери тепла с уходящими газами данного состава и температуры составили без учета содержания влаги в воздухе 6,12%, что соответствует  $\sim 6,22\%$  при содержании в воздухе 1% влаги по весу.

Потери тепла вследствие химической неполноты сгорания можно подсчитать по формуле (X.24), справедливой для всех видов топлива, или по формуле для антрацита

$$q_3 = \frac{67CO}{RO_2 + CO} \% \quad (XVI.5)$$

Подсчет 4.

В продуктах сгорания антрацита содержится 12,75%  $RO_2$  и 0,13%  $CO$ . Подсчитать потери тепла вследствие химической неполноты горения.

1-й метод. По формуле (XVI.5)

$$q_3 = \frac{67CO}{RO_2 + CO} = \frac{67 \cdot 0,13}{12,75 + 0,13} = 6,7\%.$$

2-й метод. По универсальной формуле (X.24) на основе теплосодержания  $1 \text{ м}^3$  сухих продуктов сгорания  $P$  и коэффициента разбавления продуктов сгорания  $h$

$$h = \frac{RO_{2\max}}{RO_2 + CO} = \frac{20,2}{12,75 + 0,13} = 1,57;$$

$$q_3 = \frac{30,2 \cdot CO \cdot h \cdot 100}{P} = \frac{30,2 \cdot 0,13 \cdot 1,57 \cdot 100}{915} = 6,7\%.$$

**Шунгит.** Вблизи деревни Шуньга у Онежского озера и на Кольском полуострове обнаружен своеобразный вид топлива, названный шунгитом.

Горючая масса шунгита содержит около 97% углерода, 1% водорода и 2% кислорода [71, 90].

Изучено четыре разновидности шунгита. Первая разновидность характеризуется весьма малой зольностью — порядка 2—4%. Однако ее наличие обнаружено лишь в виде весьма тонких прожилок толщиной 1—2 см. Вторая разновидность шунгита содержит около 40% минеральной массы, третья — 60—80%, а четвертая — более 90%. Высокая зольность шунгита, наряду с термической неустойчивостью топлива и малым выходом летучих, крайне затрудняет его использование. Многочисленные попытки, предпринимавшиеся в этом направлении, пока не увенчались успехом [91].

В Северо-Западный район страны издалека завозят каменный уголь и транспортируют природный газ из Средней Азии. Намечается подача природного газа также из Тюменской области. В соответствии с этим интересно повторить попытку использования местного топлива — шунгита, на этот раз совместно с природным газом.

## Глава XVII

### ГОРЮЧИЕ СЛАНЦЫ

Горючие (сапропелитовые) сланцы залегают в Прибалтийском бассейне, расположенном на севере Эстонской ССР и на западе Ленинградской области, в Приволжском бассейне (в Саратовской и Куйбышевской областях), а также в ряде других районов Европейской части СССР, в Сибири и Казахстане.

Запасы горючих сланцев исчисляются десятками миллиардов тонн. Наиболее изучены прибалтийские сланцы, так называемые кукерситы [57, 92].

Горючие сланцы являются весьма своеобразным видом топлива, с огромным различием в ценности органической и рабочей массы. Органическая масса горючих сланцев выгодно отличается от органической массы других видов твердого топлива высоким содержанием водорода (до 10%). Содержание водорода в органической массе сланцев примерно в 1,5 раза превышает содержание водорода в органической массе древесины, торфа, бурых углей и других видов твердого топлива с высоким выходом летучих веществ и соответствует содержанию водорода в мазуте.

Вместе с тем органическая масса сланцев характеризуется сравнительно низким содержанием кислорода и высоким содержанием углерода. В соответствии с этим теплота сгорания органической массы сланцев примерно в полтора раза выше теплоты сгорания органической массы торфа и превышает теплоту сгорания органической массы лучших видов твердого топлива.

Однако горючая масса сланцев существенно обесценивается высоким содержанием колчеданной серы (табл. 72). Сухая масса сланцев характеризуется чрезвычайно высоким содержанием балласта, обычно превышающим 60% и достигающим у сланцев некоторых месторождений 75%. Следовательно, в состав сухих сланцев входит до  $\frac{3}{4}$  минеральных веществ, состоящих в значительной степени из карбонатов.

При прокаливании минеральной массы сланцев происходит разложение карбонатов с выделением  $\text{CO}_2$  и образованием золы.

В табл. 72 минеральная масса сланцев разделена на  $\text{CO}_2$ , выделяющуюся в процессе прокаливания,  $(\text{CO}_2)_{\text{карб}}$  и золу ( $A$ ).

Рабочая масса сланцев содержит 10—20% влаги, и суммарное содержание балласта обычно превышает 65%, достигая у сланцев некоторых месторождений 75—77%.

В табл. 72 приведена низшая теплота сгорания рабочей массы сланцев ( $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ ), а также низшая теплота сгорания с учетом расхода тепла на разложение карбонатов ( $Q_{\text{н.карб}}^{\text{р}}$ ). Исходя из  $Q_{\text{н.карб}}^{\text{р}}$  подсчитана жаропроизводительность сланцев  $t'_{\text{max}}$ .

Вследствие высокой зольности сланцев максимальная температура, развиваемая при их сгорании, ниже жаропроизводительности, поскольку значительное количество тепла расходуется на нагрев золы.

В соответствии с этим в табл. 72, помимо жаропроизводительности сланцев  $t'_{\text{max}}$ , приведена также жаропроизводительность, фиксируемая с учетом расхода тепла на нагрев золы сланцев до температуры  $t''_{\text{max}}$ .

Из рассмотрения табл. 72 видно резкое различие в теплоте сгорания горючей массы сланцев и рабочего топлива, а также существенное различие в качестве сланцев, добываемых в прибалтийском бассейне (эстонские и ленинградские сланцы) и в приволжском бассейне (Саратовская и Куйбышевская области).

Низшая теплота сгорания эстонских сланцев примерно вдвое превышает теплоту сгорания волжских; теплота сгорания горючей массы ленинградских сланцев почти в четыре раза превышает теплоту сгорания рабочего топлива.

Прибалтийские сланцы используют в котельных установках электростанций и промышленных предприятий, расположенных вблизи от места добычи сланцев.

Эффективность их применения существенно возрастает при использовании золы в качестве строительного материала.

Другим направлением в использовании сланцев является их термическая переработка с целью отгонки летучих веществ. Таким путем получают сланцевый газ и жидкое топливо.

Энергетический институт им. Г. М. Кржижановского совместно с другими институтами разработал и осуществил в полупромышленном масштабе метод комплексного энерготехнологического использования сланцев [198, 199].

Доля сланцев в топливном балансе СССР составляет  $\sim 1\%$ .

В 1965 г. в СССР добыто 21,5 млн. *т* горючих сланцев, в том числе 16,1 млн. *т* в Эстонской ССР, 4,2 млн. *т* в Ленинградской области и 1,2 млн. *т* в Поволжье. За семилетие (1959—1965) добыча сланцев возросла на 64%, а в Эстонии на 80%. Из 16,1 млн. *т* сланцев, добытых в Эстонской ССР в 1965 г., 12,5 млн. *т* получено в шахтах и 3,6 млн. *т* в карьерах, при этом добыча открытым способом за семилетку увеличилась в 5 раз.

Себестоимость прибалтийских сланцев составляет около 7 руб. *т.у.т.*, при стоимости дальнепривозных донецких углей в этом районе около 10 руб. *т.у.т.* Добычу прибалтий-

Таблица 72

Состав и теплотехнические характеристики горючих сланцев

Показатели	Сланцы				
	эстонские	ленинградские	кашпирские (Куйбышевская область)	озинские (Саратовская область)	савельевские (Саратовская область)
Состав горючей массы, %					
C <sup>r</sup>	74,0	74,0	61	61	61
H <sup>r</sup>	9,5	9,5	7,5	8	8
S <sub>K</sub> <sup>r</sup>	3,9	3,9	7,2	6	5
S <sub>ор</sub> <sup>r</sup>	1,1	1,1	7,4	5	7
O <sup>r</sup>	11,2	11,2	15,7	19	18
N <sup>r</sup>	0,3	0,3	1,2	1	1
V <sup>r</sup>	90	90	80	80	80
Теплота сгорания в калориметрической бомбе $Q_{б}^r$ , ккал/кг	8900	8900	7200	7180	7200
Теплота сгорания низшая $Q_{н}^r$ , ккал/кг	8260	8260	6630	—	—
$t'_{\max}$ , °C	2120	2120	—	—	—
Сухая масса					
A <sup>c</sup> , %	45	52	62	65	64
(CO <sub>2</sub> ) <sub>карб</sub> <sup>c</sup>	16	16	12	7	10
$Q_{б}^c$ , ккал/кг	3530	2860	1960	—	—
Состав рабочей массы, %					
W <sup>p</sup>	13	12	17	21	20
A <sup>p</sup>	39	46	51	50	49
(CO <sub>2</sub> ) <sub>карб</sub> <sup>p</sup>	14	14	10	5	8
S <sub>K</sub> <sup>p</sup>	1,3	1,1	1,6	1,3	1,2
S <sub>ор</sub> <sup>p</sup>	0,4	0,3	1,6	1,2	1,7
O <sup>p</sup>	25,2	20,7	13,4	14,6	14,0
H <sup>p</sup>	3,2	2,7	1,7	1,9	1,8
C <sup>p</sup>	3,8	3,1	3,5	4,6	4,0
N <sup>p</sup>	0,1	0,1	0,2	0,4	0,3
Теплота сгорания низшая $Q_{н}^p$ , ккал/кг	2760	2260	1380	1470	1430
То же, $Q_{н. карб}^p$ , ккал/кг	2630	2130	1280	1410	1350
K <sub>ло</sub>	2,5	2,45	1,3	—	—
B	0,84	0,84	—	0,77	0,78
P, ккал/нм <sup>3</sup>	900	870	—	830	800
R, ккал/нм <sup>3</sup>	750	730	—	640	630
$t'_{\max}$ , °C	1850	1800	—	1600	1580
$t''_{\max}$ , °C	1740	1540	—	—	—
RO <sub>2 max</sub> , %	18,7	19,3	—	19,0	19,5



Таблица 72 (окончание)

Показатели	Сланцы				
	эстонские	ленин-градские	кашпирские (Куйбышевская область)	озинские (Саратовская область)	савельевские (Саратовская область)
$W_{\text{прив}}^p$ , %	5	6	13	15	15
$A_{\text{прив}}^p$ , %	15	21	40	35	36
$(CO_2)_{\text{прив}}^p$ , %	5	7	8	3	6
$S_{\text{прив}}^p$ , %	0,6	0,6	2,5	1,8	2,2
$V_{\text{в. прив}}^o$ , м <sup>3</sup>	1,15	1,17	—	1,22	1,25
$V_{\Sigma \text{ прив}}^o$ , м <sup>3</sup>	1,33	1,37	—	1,55	1,60
$V_{\text{с. прив}}^o$ , м <sup>3</sup>	1,12	1,15	—	1,20	1,24
Плавкость золы, °С					
$t_1$	1200	1250	1050	1070	1120
$t_2$	1400	1360	1120	1170	1200
$t_3$	1430	1375	1140	1190	1230

ских сланцев предполагается довести к 1970 г. до 29 млн. т с использованием их преимущественно (~ 60%) на крупных электростанциях. При этом добычу сланцев в разрезах намечено увеличить до 10 млн. т, т. е. почти в 3 раза по сравнению с 1965 г. В 1970 г. ~ 40% эстонских сланцев будет добываться в карьерах.

Себестоимость 1 т эстонских сланцев открытой добычи в 1966 г. составила около 1,7 руб. [94].

## Глава XVIII

### ИСКУССТВЕННОЕ ТВЕРДОЕ ТОПЛИВО

Искусственное твердое топливо получают путем переработки естественного топлива двумя методами: брикетированием твердого топлива; термической переработкой топлива. В некоторых случаях эти методы сочетают, подвергая термической обработке брикетированное топливо.

#### БРИКЕТИРОВАНИЕ ТВЕРДОГО ТОПЛИВА

Слоевое сжигание несортированного твердого топлива сопровождается большими потерями тепла вследствие провала мелких частиц топлива сквозь колосниковую решетку. Кроме того, применение несортированного твердого топлива создает ряд неудобств в процессе его транспорта, хранения и использования. Особенно неэффективно применение несортированного топлива в домашнем и коммунальном хозяйстве.

Для увеличения ресурсов кускового топлива прибегают к брикетированию, т. е. прессованию мелких фракций угля и торфа.

При брикетировании торфа и бурых углей с высоким содержанием влаги технологическая схема включает процесс сушки с целью снижения влажности топлива с 40—60% до 10—15%. Благодаря этому резко повышается теплота сгорания топлива, его транспортабельность и удобство применения, особенно в домашнем хозяйстве. Однако необходимо считаться со значительным повышением себестоимости топлива вследствие расхода тепла на сушку и увеличения эксплуатационных расходов.

Торф и бурые угли брикетируют без применения связующего, а при прессовании мелких фракций каменных углей, антрацита, отсевов кокса и других видов топлива с малым содержанием битуминозных веществ используют связующее — каменноугольный пек или нефтяные битумы. Применение этих связующих (8%) с высокой теплотой сгорания несколько повышает теплоту сгорания брикетов по сравнению с исходным твердым топливом.

**Торфяные брикеты и полубрикеты.** В процессе производства брикетов фрезерный торф с содержанием влаги 40—50% измельчают и высушивают при температуре до 700°. Содержание влаги в высушенном торфе доводят до 10—12%. Затем торф прессуют под давлением до 1200 кГ/см<sup>2</sup> и получают брикеты в виде призм с закругленными углами длиной от 80 до 200, шириной 40—75 и высотой 20—70 мм. Согласно ГОСТ 9963-62, содержание влаги в брикетах марки БТ-1 не должно превышать 14%, а в брикетах БТ-2 — 16%.

Максимальная зольность сухой массы брикетов 10—20%. Содержание мелочи (кусков < 25 мм) не должно быть более 5% в брикетах БТ-1, 6% в брикетах БТ-2 и 7% в брикетах БТ-3.

Низшая теплота сгорания торфяных брикетов с содержанием влаги 10% — около 4130 ккал/кг примерно в два раза выше теплоты сгорания фрезерного торфа с  $W^p$  50%.

Для сгорания 1 кг брикетов необходимо 4,9 нм<sup>3</sup> воздуха. Объем продуктов сгорания (при  $\alpha = 1,0$ )  $V_{\Sigma}^o = 5,2$  нм<sup>3</sup>. Объем сухих продуктов сгорания  $V_{с.г.}^o = 4,5$  нм<sup>3</sup>. Отношение объемов сухих и влажных продуктов сгорания (при  $\alpha = 1,0$ )  $B = 0,86$ . Максимальное теплосодержание 1 нм<sup>3</sup> сухих продуктов сгорания равно 930 ккал.

Жаропроизводительность брикетов в абсолютно сухом воздухе  $t_{\max} \approx \approx 2000^\circ$ , т. е. примерно на 500° выше жаропроизводительности фрезерного торфа.

Себестоимость брикетов около 7 руб/т при стоимости торфа 2 руб/т. Стоимость заводского брикетирования торфа составляет около 3,5 руб/т брикетов [57]. Значительно ниже себестоимость полубрикетов, получаемых путем прессования фрезерного торфа естественной сушки с  $W^p$  до 28%.

Согласно ГОСТ 10039-62, зольность сухой массы полубрикетов не должна превышать 20%, а содержание мелочи — 6%.

Низшая теплота сгорания полубрикетов — около 3200 ккал/кг, жаропроизводительность — около 1800°.  $RO_{\Sigma \max}$  сухих продуктов сгорания брикетов и полубрикетов из торфа — 19,5%.

**Буроугольные брикеты.** На брикетных фабриках уголь измельчают до размера частиц менее 6 мм и затем высушивают в трубчатых сушилках до содержания влаги 10—12% (райчихинские бурые угли) или около 18% (башкирские и украинские бурые угли). Высушенный уголь брикетируют в штемпельных прессах под давлением до 1000 кГ/см<sup>2</sup> [95].

Согласно ГОСТ 7299-67, 8718-58, 8584-67, буроугольные брикеты, выпускаемые различными фабриками, имеют такие размеры: длина 180—250, ширина 60—75 и высота 45—55 мм. Содержание мелочи (кусков размером менее 25 мм) в брикетах из башкирских и украинских бурых углей не должно превышать 4% и в брикетах из райчихинских углей — 8%.

Зольность А брикетов из райчихинских углей — до 14,5%, из башкирских углей — до 18% и украинских бурых углей — до 25—26%. Теплота сгорания горючей массы  $Q_{\text{г}}$  равна от 6200 ккал/кг (райчихинские) до 7150 ккал/кг (украинские).

На изготовление 1 т буроугольных брикетов влажностью 18% с низшей теплотой сгорания около 4000 ккал/кг расходуется: 2,15 т бурого угля ( $W^p$  — 60%,  $Q_n^p$  — 1950 ккал/кг), 1,7 т пара, 40 квтч электроэнергии.

При к.п.д. котельной установки брикетной фабрики 0,75 и к.п.д. электростанции, генерирующей энергию, используемую на фабрике, 0,25 расход тепла на производство 1 кг пара составляет ~ 900 ккал/кг и на 1 квтч электроэнергии ~ 3400 ккал. В этих условиях при пересчете применяемых энергоносителей на исходное топливо (бурый уголь) тепловой баланс брикетной фабрики характеризуется (округленно) следующими цифрами: уголь — 71%, пар — 26%, электроэнергия — 3%.

Следует отметить значительные капиталовложения, необходимые для сооружения брикетных фабрик.

В ГДР брикеты из бурого угля являются одним из основных видов топлива. Однако в последние годы их роль в топливном балансе республики значительно снизилась.

**Каменноугольные брикеты.** Брикеты изготовляют из отсевов каменного угля с размером частиц до 6 мм. Используют в основном мелочь тощих углей с добавкой 15—25% спекающихся или слабоспекающихся углей.

В качестве связующего используют каменноугольный пек или нефтяные битумы, добавляемые к углю в количестве 7—9%.

Каменноугольные брикеты из донецких углей, согласно ГОСТ 5544-57, должны содержать не более 6% влаги, 11,5% золы и 2% серы на сухую массу. Брикеты выпускаются подушкообразной формы длиной 55—60, шириной 50—55 и высотой 35—40 мм. Масса брикетов — 75—85 г. Содержание мелочи (кусков размером менее 25 мм) не должно превышать 10%.

## ТЕРМИЧЕСКАЯ ПЕРЕРАБОТКА ТВЕРДОГО ТОПЛИВА

При нагревании твердого топлива без доступа воздуха происходит разложение горючей массы топлива и выделение летучих веществ, состоящих из  $CO$ ,  $CO_2$ ,  $H_2$ ,  $CH_4$  и других газообразных углеводородов, а также из паров смолы.

Остаток после отгонки летучих веществ содержит значительно меньше кислорода и водорода, чем исходное твердое топливо, и соответственно больше углерода.

Получаемое таким путем искусственное твердое топливо горит без пламени и обладает высокой теплотой сгорания и жаропродуктивностью. Его используют в доменных печах, вагранках, в качестве бытового топлива и для других целей.

Процесс термической переработки твердого топлива называют также сухой перегонкой топлива, пирогенетической переработкой, термическим разложением.

Термическую переработку твердого топлива осуществляют обычно при температуре около 1000° (коксование) или при 500—550° С (полукоксование).

В процессе коксования каменных углей определенных марок получают прочный кокс для доменных печей и вагранок, смолу и коксовый газ.

В процессе полукоксования каменных углей, бурых углей, торфа и древесины получают менее прочный полукокс, весьма ценную первичную смолу и полукоксовый газ.

**Древесный уголь.** При сухой перегонке древесины в печах при температуре ~ 500° получают газ в количестве ~ 20% от веса сухой массы топлива, ~ 7% смолы, 50% подсмольной воды, т. е. водного раствора метилового спирта ( $CH_3OH$ ), ацетона ( $CH_3COCH_3$ ) и уксусной кислоты ( $CH_3COOH$ ), и ~ 23% обуглероженного твердого остатка древесного угля.

Состав древесного угля в большой степени зависит от температуры сухой перегонки, а также от породы древесины.

При повышении температуры сухой перегонки снижается содержание в угле кислорода и водорода, возрастает содержание углерода и повышается теплота сгорания.

В табл. 73 приведены примерный состав и теплота сгорания горючей массы древесного угля в зависимости от температуры сухой перегонки древесины [96].

Таблица 73

Состав и теплота сгорания горючей массы древесного угля и древесины

Показатели	Древесина	Древесный уголь, полученный при сухой перегонке древесины при температуре (°C)			
		400	450	500	700
Состав горючей массы, %					
С	50	80	85	89	95
Н	6	4	3	3	2
O + N	44	16	12	8	3
Низшая теплота сгорания $Q_H^r$ , ккал/кг	4500	7100	7300	7800	8100

Древесный уголь содержит около 1—2% минеральных веществ и 5—6% влаги. Малое содержание влаги в древесном угле по сравнению с дровами обуславливает большое различие в их теплоте сгорания и жаропродуктивности (табл. 74).

Таблица 74

Теплотехнические характеристики древесного угля и дров

Показатели	Древесный уголь	Дрова	Показатели	Древесный уголь	Дрова
Состав рабочей массы топлива, %			Теоретический объем продуктов сгорания $V_{\Sigma}^0$ , $\text{нм}^3/\text{кг}$	8,5	3,7
$C^p$	85	30,3	Жаропродуктивность $t'_{\max}$ , °C	2150	1600
$H^p$	3	3,6	Низшая теплота сгорания, отнесенная к 1 $\text{нм}^3$ сухих продуктов сгорания $P$ , ккал/ $\text{нм}^3$	920	650
$O^p + N^p$	4	25,5	Максимальное содержание $\text{CO}_2$ в сухих продуктах сгорания $\text{CO}_{2\max}$ , %	19,5	20,5
$A^p$	2	0,6	Отношение объемов сухих и влажных продуктов сгорания, $B$	0,95	0,75
$W^p$	6	40,0			
Выход летучих $V^r$ , %	15	85			
Низшая теплота сгорания $Q_H^p$ , ккал/кг	7500	2400			
Теоретический объем воздуха $V_{в.г}^0$ , $\text{нм}^3/\text{кг}$	8,3	2,8			

Теплота сгорания горючей массы древесного угля превышает теплоту сгорания горючей массы древесины на 60—80%, а теплота сгорания рабочей массы древесного угля примерно в три раза выше теплоты сгорания дров, содержащих 40% влаги. Благодаря высокой теплоте сгорания древесный уголь является, в отличие от дров, значительно более транспортабельным видом топлива. Жаропродуктивность древесного угля (2150°) превышает жаропродуктивность дров (с  $W = 40\%$ ) более чем на 500°, а жаропродуктивность горючей массы древесины — на 150°.

Д. И. Менделеев считал наиболее важным отличием древесного угля от дров его высокую жаропроизводительность, а также горение без пламени, что позволяет уменьшать рассеивание тепла вследствие излучения и поддерживать в зоне горения высокую температуру, близкую к жаропроизводительности [12].

Важным отличием древесного угля от каменных углей и антрацита является отсутствие в первом серы, благодаря чему древесный уголь является весьма ценным топливом для выплавки высококачественного металла. Однако значительно большая стоимость древесного угля по сравнению с каменноугольным коксом препятствует сколько-нибудь широкому его применению в металлургии.

Следует отметить также высокую пористость древесного угля (около 80%), позволяющую использовать его в качестве адсорбента в ряде технологических процессов.

**Торфяной полукокс.** При нагревании торфа до температуры  $550^{\circ}$  отгоняется около  $250 \text{ м}^3$  полукоксового газа (швельгаз) и  $90\text{--}100 \text{ кг}$  первичной смолы на  $1 \text{ т}$  сухой массы торфа. Выход обуглероженного остатка полукокса составляет около  $400 \text{ кг}$ . Состав торфяного полукокса зависит от температуры полукоксования и состава перерабатываемого торфа. Примерный состав полукокса (в %):  $\text{C}^r = 86$ ;  $\text{H}^r = 3$ ;  $\text{O}^r + \text{N}^r = 11$ .

Торфяной полукокс является пористым высокорекреационноспособным видом искусственного твердого топлива с невысокой механической прочностью.

Пористость торфяного полукокса  $45\text{--}55\%$ , вес  $1 \text{ м}^3$   $330\text{--}390 \text{ кг}$ , удельный вес кажущийся  $0,9\text{--}1,1$ , действительный удельный вес  $1,7\text{--}1,8$ , температура воспламенения  $\sim 350^{\circ}$ .

Торфяной полукокс содержит мало серы и фосфора. Зольность полукокса превосходит в  $2\text{--}2,5$  раза зольность исходного торфа.

Жаропроизводительность полукокса  $t_{\text{max}}$  около  $2100^{\circ}$ ; низшая теплота сгорания, отнесенная к  $1 \text{ м}^3$  сухих продуктов сгорания  $P$ ,  $\sim 900 \text{ ккал/м}^3$ .

$\text{RO}_{2\text{max}}$  сухих продуктов сгорания — около  $20\%$ .

**Буроугольный и каменноугольный полукокс.** В процессе полукоксования бурых и каменных углей при конечной температуре процесса  $550\text{--}580^{\circ}$  получают  $60\text{--}80 \text{ м}^3$  газа на  $1 \text{ т}$  сухой массы, от  $80$  до  $200 \text{ кг}$  первичной смолы и  $700\text{--}750 \text{ кг}$  полукокса.

В состав горючей массы полукокса входит  $90\text{--}92\%$  C;  $2\text{--}3\%$  H;  $3\text{--}4\%$  O;  $0,2\text{--}1,5\%$  S;  $\sim 2\%$  N. Теплота сгорания горючей массы — порядка  $5700\text{--}6500 \text{ ккал/кг}$ .

Зольность полукокса, естественно, выше зольности исходного угля. Влажность буроугольного полукокса  $12\text{--}20\%$ , а каменноугольного  $4\text{--}10\%$ .

Полукокс характеризуется высокой пористостью, реакционной способностью и малым насыпным весом ( $500\text{--}600 \text{ кг/м}^3$ ).

Прочность полукокса колеблется в широких пределах в зависимости от состава перерабатываемого угля.

Кусковой полукокс горит без образования дыма, легко зажигается и является ценным видом топлива для бытовых нужд и газогенераторных установок. Полукоксовую пыль сжигают в котлах.

Разновидностью полукокса являются карбонизированные брикеты.

Жаропроизводительность полукокса  $t_{\text{max}}$  около  $2100^{\circ}$ .

**Карбонизированные брикеты.** При изготовлении карбонизированных брикетов бурый уголь измельчают, высушивают и брикетируют под давлением около  $1000 \text{ кг/см}^2$ . Полученные брикеты подвергают карбонизации, т. е. нагреванию без доступа воздуха, с целью отгонки летучих веществ.

Карбонизированные брикеты применяют в качестве топлива для бытовых и коммунальных нужд и на промышленных установках. Отгоняемый горючий газ используют для отопления сушильных установок брикетных фабрик и для других целей.

При производстве карбонизированных брикетов из каменных углей измельченный уголь перед брикетированием смешивают со связующим.

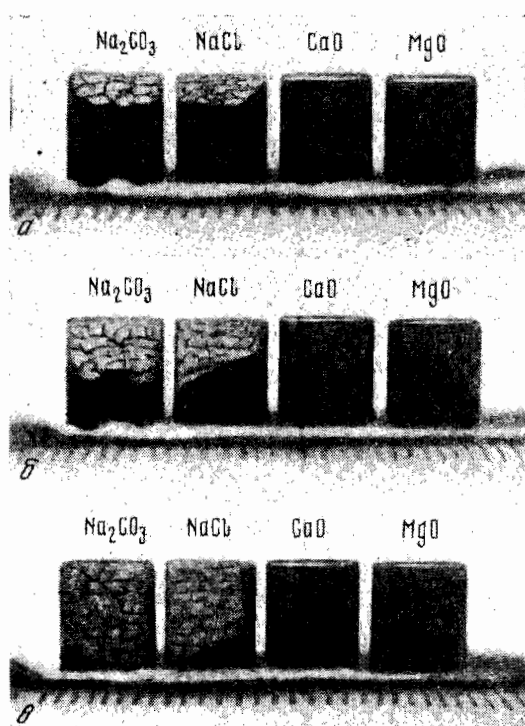


Рис. 17. Горение активированных брикетов  
а, б, в — соответственно через 5, 10, 15 мин после зажигания

Активированные брикеты легко зажигаются и полностью сгорают даже в том случае, когда одиночный брикет горит на открытом воздухе, т. е. когда горение осуществляется не в слое топлива и без применения топки или очага горения [98].

Процесс горения осуществляется без видимого пламени, под тонким слоем золы. По мере осыпания золы обнажается поверхность брикета, нагретая до красного каления.

В качестве катализаторов, обеспечивающих значительное повышение реакционной способности брикетов и полноту их сгорания, используют гидраты или карбонаты натрия или калия, вводимые в состав брикетируемой шихты в количестве около 3% по весу.

Аналогичный эффект достигается при введении 4% NaCl, KCl или древесной золы, содержащей значительное количество  $K_2CO_3$ .

На рис. 17 приведены фотографии брикетов, активированных  $Na_2CO_3$ , NaCl, CaO и MgO, через 5 мин (рис. 17, а), через 10 мин (рис. 17, б) и через 15 мин после зажигания (рис. 17, в).

Каталитически активированные брикеты, загруженные в перфорированные коробки из кровельного железа с отверстиями диаметром 2 мм, горят без образования пламени и безопасны в пожарном отношении.

Процесс горения брикетов массой порядка 700 г можно растянуть на 6—10 час без опасения, что зажженные брикеты погаснут. Это позволяет использовать активированные брикеты для поддержания автомобильных двигателей в пусковом состоянии при безгаражной стоянке автомашин.

Каталитически активированные брикеты можно эффективно использовать в малогабаритных печах, в отопительных печах длительного горения, для приготовления пищи в полевых условиях и других целей [98].

**Каменноугольный кокс.** Важнейшим видом искусственного твердого

**Каталитически активированные беспламенные брикеты.** Высокорекреационные брикеты можно получить следующим методом.

Отходы древесного угля, полукокса или другого высококреационноспособного топлива смешивают со связующим и подвергают брикетированию.

Полученные весьма непрочные брикеты, горящие с образованием сажистого пламени, подвергают термической обработке без доступа воздуха. При этом по мере повышения температуры обжига прочность брикетов увеличивается.

Низшая теплота сгорания брикетов — 7500 ккал/кг.

Брикеты, подвергнутые термической обработке при температуре 600° и выше, обладают достаточной прочностью и сгорают без образования искр, пламени и дыма.

Ценность брикетов в качестве топлива для бытовых потребителей и ряда других областей применения можно значительно повысить путем их каталитической активации.

топлива является кокс, получаемый из каменных углей при конечной температуре процесса коксования около 1000°.

Для производства кокса применяют спекающиеся каменные угли. В шихту для коксования часто вводят также менее дефицитные тощие и газосырые угли.

В процессе коксования из 1 т сухой массы угля получают около 750—800 кг кокса, 300—330 м<sup>3</sup> коксового газа (130—140 кг), 20—50 кг смолы, около 8—10 кг сырого бензола и 2—3 кг аммиака.

В процессе коксования угля (с выходом летучих 27%) в кокс переходит около 86% углерода, 60% серы, 45% азота, 7% водорода и 5% кислорода, содержащихся в перерабатываемом угле [99].

В процессе производства чугуна из железной руды в доменных печах кокс используют в качестве топлива и восстановителя. Окись углерода, образующаяся в результате взаимодействия  $\text{CO}_2$  с углеродом кокса, восстанавливает в доменном процессе окислы железа, а непрореагировавшая в печи окись углерода переходит в доменный газ, используемый на металлургических заводах для высокотемпературного нагрева воздуха, дувомого в домны, и для других целей. В соответствии с этим для повышения образования  $\text{CO}$  в доменном процессе стремятся увеличить поверхность соприкосновения  $\text{CO}_2$  с  $\text{C}$  и применять доменный кокс (КД) пористостью 50% или выше.

В отличие от доменного процесса в вагранках кокс используют только в качестве топлива для плавления чугуна. Эндотермический процесс образования  $\text{CO}$  в результате взаимодействия  $\text{CO}_2$  с углеродом кокса является в этом случае нежелательным, он снижает температуру в вагранке. Кроме того, ваграночные газы, в отличие от доменных, обычно не сжигают, а выпускают в атмосферу, вследствие чего образование окиси углерода в процессе плавки чугуна в вагранках обуславливает потери тепла (из-за химической неполноты сгорания топлива) и загрязнение воздушного бассейна токсичной окисью углерода.

Для уменьшения образования окиси углерода в вагранках применяют менее реакционноспособный литейный кокс (КЛ) с пористостью не более 42%.

Механическую прочность кокса устанавливают по испытанию во вращающемся барабане согласно ГОСТ 8929-58. После 100 оборотов барабана, вращающегося со скоростью 25 об/мин, кокс подвергают ситовому анализу и определяют выход крупного кокса с размером кусков более 40 мм (М40) и коксовой мелочи размером менее 10 мм (М10).

Согласно ГОСТ 513-63, доменный кокс из донецких углей разделяется по прочности на три группы: I группа — М40 = 80%, М10 = 8%; II группа — М40 = 75% и М10 = 9%; III группа — М40 = 70% и М10 = 10%.

Механическая прочность доменного кокса из углей восточных районов регламентируется ГОСТ 2014-53 и др.

Предельная механическая прочность литейного кокса (КЛ) регламентируется ГОСТ 3340-60: I группа — М40 = 75% и М10 = 10%; II группа — М40 = 68% и М10 = 12%.

Истинная плотность кокса, измельченного до раскрытия наиболее тонких пор, равна 1,8—2 г/см<sup>3</sup>, она значительно превышает плотность каменного угля. Кажущаяся плотность кокса (с учетом его высокой пористости) меньше истинной примерно в два раза и меньше кажущейся пористости угля. Насыпной вес кокса равен 400—500 кг/м<sup>3</sup>. Он возрастает с уменьшением пористости и размера кусков кокса.

Качество металлургического кокса в большой степени зависит от его состава. Крайне отрицательно на качество кокса влияет наличие фосфора, переходящего в выплавленный чугун и повышающего хрупкость последнего в холодном состоянии. Содержание фосфора ухудшает также ударную вязкость стали.

Почти весь фосфор, содержащийся в угле, в процессе коксования переходит в кокс. Поэтому фосфористость кокса обусловлена содержанием фос-

фора в угле. Кокс из донецких углей содержит около 0,015—0,02 % фосфора. Значительно больше фосфора (0,03—0,05 %) в коксе из кузнецких углей.

Весьма важной характеристикой доменного и литейного кокса является содержание серы, переходящей в выплавляемый металл и обуславливающей его ломкость при высоких температурах. Во избежание этого при работе на сернистом коксе в доменную печь вводят большее, чем обычно, количество флюсов ( $\text{CaCO}_3$ ,  $\text{MgCO}_3$ ), химически связывающих серу, содержащуюся в коксе, и переводящих ее в шлаки.

Увеличение количества флюсов требует в свою очередь повышения расхода топлива на их плавление. Повышение содержания серы в доменном коксе на 1 % обуславливает увеличение расхода флюсов примерно на 15 % и кокса на 15—20 %. Вследствие этого существенно снижается производительность доменных печей.

При коксовании каменного угля в кокс переходит около 60 % серы, содержащейся в угле. Кокс из малосернистых углей Кузнецкого бассейна содержит серы 0,4—0,5 %, кокс из карагандинских углей — 0,7—0,8 %, донецкий кокс — 1,7—1,8 %.

Крайне нежелательным компонентом кокса является также минеральная масса, образующая золу при сжигании кокса.

Повышенная зольность кокса вызывает увеличение расхода флюсов и топлива, а также снижение производительности печей.

Зольность кокса примерно на 30 % превышает зольность исходного угля. Зольность кокса из донецких углей около 10 %, кузнецкого кокса — 11 %, карагандинского — 13 %. Увеличение зольности кокса на 1 % обуславливает повышение расхода кокса примерно на 2,5 %.

В металлургическом коксе содержится обычно от 2 до 5 % влаги. Влажность мелкого кокса значительно выше — до 12—15 %.

Горючая масса кокса характеризуется примерно следующим составом (в %):  $\text{C}^r = 96$ ,  $\text{S}^r = 1$ ,  $\text{H}^r = 0,5$ ,  $\text{O}^r = 1,5$ ,  $\text{N}^r = 1,0$ . Низшая теплота сгорания горючей массы кокса  $\sim 7750$  ккал/кг.

При зольности кокса около 10 % и влажности 3 % состав рабочей массы кокса примерно следующий (в %):  $\text{C}^p = 83,0$ ,  $\text{S}^p = 1,0$ ,  $\text{H}^p = 0,5$ ,  $\text{O}^p = 1,5$ ,  $\text{N}^p = 1,0$ ,  $\text{A}^p = 10,0$ ,  $\text{W}^r = 3,0$ . Низшая теплота сгорания кокса этого состава равна  $\sim 6800$  ккал/кг; жаропроизводительность — около  $2200^\circ$ ; низшая теплота сгорания, отнесенная к  $1 \text{ м}^3$  сухих продуктов полного сгорания без избытка воздуха, — около  $910$  ккал/м<sup>3</sup>; максимальное содержание  $\text{CO}_2 + \text{SO}_2$  в сухих продуктах сгорания ( $\text{RO}_{2\text{max}}$ ) — около 20,8 %.

Отношение объемов сухих и влажных продуктов сгорания кокса  $B$  характеризуется следующими величинами:

Металлургический кокс влажностью 3% .	0,97
Коксовый орешек влажностью 10% . .	0,96
Коксовая мелочь влажностью 15% . .	0,95

В 1968 г. в СССР произведено около 70 млн. *т* кокса [1]. Из этого количества около 85 % использовано в доменном процессе, 6 % — в вагранках, 4 % — в цветной металлургии; остальное количество — для производства карбида кальция, газификации и других целей.

Производство кокса связано с крупными капиталовложениями и эксплуатационными расходами. Поэтому большое народнохозяйственное значение имеет замена кокса другими, более дешевыми видами топлива. С развитием газовой промышленности в доменных печах и вагранках в СССР наряду с коксом широко применяют природный газ. Возможна также частичная замена кокса в доменном процессе коксовым газом, мазутом и угольной пылью.



# ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ИСКУССТВЕННОГО ТВЕРДОГО ТОПЛИВА

Физическое тепло продуктов горения  $q$  и потери тепла с уходящими газами  $q_2$  при сжигании искусственного твердого топлива можно определить по универсальным формулам (X.16) и (X.17).

Для каменноугольного кокса и близких к нему видов карбонизированного топлива можно пользоваться также более простыми локальными формулами:

$$q = 0,01t_z; \quad q_2 = 0,01(t_{y.r} - t_b)Z,$$

используя значения величины  $Z$ , приведенные в табл. 75.

Таблица 75

Значения величины  $Z$  для кокса при температуре уходящих газов от 100 до 300° С

Содержание в продуктах сгорания $RO_2 + CO$ , %	$Z$	Содержание в продуктах сгорания $RO_2 + CO$ , %	$Z$	Содержание в продуктах сгорания $RO_2 + CO$ , %	$Z$	Содержание в продуктах сгорания $RO_2 + CO$ , %	$Z$
20,0	4,00	16,9	4,65	13,8	5,62	10,7	7,16
19,9	4,01	16,8	4,68	13,7	5,66	10,6	7,23
19,8	4,03	16,7	4,70	13,6	5,70	10,5	7,30
19,7	4,04	16,6	4,73	13,5	5,74	10,4	7,36
19,6	4,06	16,5	4,75	13,4	5,78	10,3	7,43
19,5	4,07	16,4	4,78	13,3	5,82	10,2	7,50
19,4	4,09	16,3	4,80	13,2	5,86	10,1	7,57
19,3	4,11	16,2	4,83	13,1	5,90	10,0	7,64
19,2	4,13	16,1	4,85	13,0	5,95	9,9	7,71
19,1	4,15	16,0	4,88	12,9	6,00	9,8	7,79
19,0	4,17	15,9	4,91	12,8	6,04	9,7	7,86
18,9	4,19	15,8	4,94	12,7	6,08	9,6	7,94
18,8	4,21	15,7	4,97	12,6	6,13	9,5	8,03
18,7	4,23	15,6	5,00	12,5	6,17	9,4	8,12
18,6	4,25	15,5	5,03	12,4	6,22	9,3	8,21
18,5	4,27	15,4	5,06	12,3	6,26	9,2	8,30
18,4	4,29	15,3	5,09	12,2	6,31	9,1	8,40
18,3	4,31	15,2	5,12	12,1	6,35	9,0	8,50
18,2	4,33	15,1	5,15	12,0	6,40	8,9	8,60
18,1	4,35	15,0	5,19	11,9	6,46	8,8	8,70
18,0	4,38	14,9	5,22	11,8	6,52	8,7	8,80
17,9	4,40	14,8	5,26	11,7	6,58	8,6	8,90
17,8	4,43	14,7	5,30	11,6	6,64	8,5	9,00
17,7	4,45	14,6	5,33	11,5	6,70	8,4	9,10
17,6	4,48	14,5	5,36	11,4	6,75	8,3	9,20
17,5	4,50	14,4	5,40	11,3	6,80	8,2	9,30
17,4	4,53	14,3	5,43	11,2	6,86	8,1	9,40
17,3	4,55	14,2	5,47	11,1	6,92	8,0	9,50
17,2	4,58	14,1	5,50	11,0	6,98		
17,1	4,60	14,0	5,54	10,9	7,04		
17,0	4,63	13,9	5,58	10,8	7,10		

### 3. Жидкое топливо

---

Естественным видом жидкого топлива является сырая нефть. В отличие от других видов естественного топлива сырую нефть редко используют непосредственно в качестве горючего. Обычно перед использованием ее подвергают очистке и переработке.

На нефтеперерабатывающих заводах из нефти получают различные виды жидкого топлива, имеющие первостепенное народнохозяйственное значение, а также смазочные масла и другие продукты.

Значительно в меньшем масштабе по сравнению с нефтяным топливом в технике используют искусственное жидкое горючее, получаемое из сланцев, углей и других видов твердого топлива.

#### Глава XIX

#### НЕФТЬ

##### РАЗВИТИЕ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Нефть, просачивающаяся из недр земли на поверхность, известна с глубокой древности. Ее издавна применяли при лечении кожных заболеваний, для смазки, освещения и приготовления зажигательных смесей («греческий огонь»).

Геродот, Гиппократ и Аристотель упоминают о нефти еще до начала нашей эры. Арабский историк Истархис отмечал, что в VIII в. нашей эры в районе Баку для отопления использовали землю, пропитанную нефтью. Однако широкое развитие нефтяной промышленности началось гораздо позже — лишь с шестидесятых годов прошлого столетия [12, 14, 100—104].

Нефть представляет собой маслянистую густую жидкость, состоящую в основном из углеводородов, большей частью коричневатого или черного цвета, хотя встречаются и более светлые виды нефти, вплоть до белой (суруханская белая нефть).

Академик И. М. Губкин [14] отмечает, что светлая нефть легче темной, и приводит следующие примерные удельные веса нефти различного цвета:

Белая . . . . .	0,763
Желтая . . . . .	0,777—0,798
Интенсивно-желтая . . .	0,792—0,820
Вишнево-красная . . . .	0,802—0,840
Коричневая . . . . .	0,798—0,967

Темно-коричневая или черная окраска нефти обусловлена содержанием в ней большого количества смолистых, углистых и асфальтообразующих веществ.

Происхождение нефти является до настоящего времени спорным. Наибольшим признанием пользуется теория органического происхождения, согласно которой нефть подобно другим каустобиолитам образовалась из отмерших остатков растений и животных. При этом, по мнению академика И. М. Губкина, родина нефти не в пресноводных бассейнах, не в болотах, а в области древних мелководных морей, их заливах и прочих частях. И. М. Губкин отмечает большую роль биохимических процессов и давления (500—1000 атм) в пластах, которые потом превратились в нефтеносные горизонты [14].

В противоположность этому Д. И. Менделеев [104] обосновывал образование нефти не из органических веществ, а путем взаимодействия карбида железа с водяным паром. Образование углеводов в результате этого процесса иллюстрируется следующим уравнением



Несмотря на то что в лабораторных условиях при взаимодействии карбидов с водяным паром были получены соединения, близкие по своему составу к углеводородам нефти, теория неорганического происхождения нефти, равно как и теории, сочетающие неорганическое и органическое происхождение нефти, являются в настоящее время менее признанными, чем теория органического происхождения.

Название «нефть» происходит, по-видимому, от индийского слова «нафата» [62]. В прошлом столетии нефть называли «горное масло», «земляной деготь», «ископаемая жидкая смола» [105], «нефтяное масло», «каменное масло» [14].

В 1723 г., когда Бакинское ханство было присоединено к России, нефтяными источниками заинтересовался Петр I. Он распорядился «прислать белой нефти тысячу пудов, или сколько возможно и поискать мастера».

Для добычи нефти первоначально рыли колодцы. Первая нефтяная скважина была пробурена в Баку на Биби-Эйбате в 1848 г. инженером горного ведомства Семеновым [106]. Однако развиваться бурение на нефть в районе Баку стало лишь 20 лет спустя.

В 1859 г. полковник Дрейк пробурил нефтяную скважину в Пенсильвании (США), применив метод, используемый при бурении артезианских скважин [104].

В 1861 г. одна из буровых скважин дала фонтан нефти с суточным дебитом около 300 т.

В 1865 г. мировая добыча нефти составила около 300 тыс. т, в 1875 г. — 1,5 млн. т, в 1885 г. — 4,5 млн. т, в 1895 г. — 14 млн. т.

В 1900 г. мировая добыча нефти составила около 20 млн. т (25 млн. т. у. т.). При этом доля нефти в мировом топливном балансе не превышала 3% [1].

За две трети текущего столетия добыча нефти возросла примерно в 70 раз, а доля нефти в мировом топливном балансе достигла 37% [1].

Рост добычи нефти и увеличение ее доли в мировом топливном балансе показаны в табл. 76.

Увеличение добычи нефти неоднократно вызывало опасение о быстром истощении ее запасов и высказывания о необходимости сдерживать добычу нефти.

Д. И. Менделеев еще в 1886 г., отвечая нефтепромышленнику Л. Э. Нобелю, ратовавшему за сохранение залежей нефти, писал, что эта мысль ему чужда и что «пускай как можно больше выводят, и как можно скорей, на свет божий то, что в недрах земли находится, на продажу и на выгоду России». Призывая к увеличению добычи нефти, Менделеев вместе с тем многократно энергично подчеркивал постоянную необходимость борьбы с «плохой утилизацией» жидкого топлива и тем более недопустимость сжигания

Таблица 76

Добыча нефти в России и в СССР в млн. т [1, 111]

Год	Добыча нефти (округленно)	Год	Добыча нефти (округленно)	Год	Добыча нефти (округленно)	Год	Добыча нефти (округленно)
1865	0,01	1910	9,6	1940	31,1	1961	166,1
1870	0,03	1913	9,2	1945	19,4	1962	186,2
1875	0,08	1917	8,8	1946	21,7	1963	206
1880	0,35	1921	3,8	1949	33,4	1964	224
1885	1,9	1925	7,1	1950	37,9	1965	243
1890	4,0	1928	11,6	1955	70,8	1966	265
1895	6,3	1929	13,7	1956	83,8	1967	288
1901	11,5	1932	21,4	1958	113,2	1968	309
1904	10,8	1933	21,5	1959	129,6	1969	328
1907	8,7	1937	28,6	1960	147,9		

без использования «отходов», получаемых при переработке нефти, «как практиковалось и теперь практикуется в Баку» [107].

Возвращаясь к этому вопросу, Д. И. Менделеев отмечал: «Бережь в земле на будущие века бакинскую нефть, как советовали, не расчетливо» [108].

В 1925 г. были опубликованы подсчеты Л. К. Рамзина, согласно которым мировые запасы нефти должны были быть полностью исчерпаны в течение 22 лет, т. е. к 1947 году [109].

Лауреат Нобелевской премии Д. Томсон писал: «Когда я был еще ребенком, в популярных научных работах с ужасом говорили о том дне, когда будут исчерпаны все запасы угля и нефти (тогда этот день почему-то казался ближе, чем сейчас)» [110].

Многочисленные прогнозы о скором истощении запасов нефти не оправдались. Несмотря на быстрый рост добычи нефти, ресурсы жидкого топлива не уменьшаются, а возрастают с каждым днем благодаря разведке новых нефтяных месторождений.

Помимо того, большие ресурсы битумов, близких по составу к нефти, содержатся в битуминозных песках и сланцах. По-видимому, ресурсы углеводородного топлива в битуминозных песках примерно вдвое превышают запасы всех месторождений сырой нефти.

Около ста лет тому назад, в 1865 г., в России добывалось около 10 000 т нефти — примерно в двадцать раз меньше, чем в США. В 1893 г. в России было добыто уже столько же нефти, сколько ее добывалось в США [100].

Поразительным назвал В. И. Ленин рост добычи нефти на Кавказе в книге «Развитие капитализма в России», опубликованной в 1899 г. [111].

В конце прошлого столетия Россия заняла первое место в мире по добыче нефти. Однако в дальнейшем нефтепромышленники в погоне за высокими ценами на нефтепродукты стали сдерживать добычу нефти в стране.

Максимальное количество нефти в дореволюционной России было добыто в 1901 г. — 11,5 млн. т. В 1913 г. добыча нефти снизилась до 9,2 млн. т.

Об искусственной задержке производительности скважин и заводов писал в 1913 г. В. И. Ленин в статье «О нефтяном голоде» [112].

Нефть добывали в то время почти исключительно на Кавказе, в районе Баку и в Грозном. К 1917 г. 70% вложений в нефтяную промышленность принадлежали английскому, французскому и американскому капиталу [113].

В годы гражданской войны и интервенции добыча нефти снизилась еще больше и в 1921 г. составила лишь 3,8 млн. т.

20 июня 1918 г. нефтяная промышленность была национализирована. В 1928 г. добыча нефти достигла 11,6 млн. т и превысила максимальный уровень добычи жидкого топлива в стране в 1901 г. (см. табл. 76).

Д. И. Менделеев еще в прошлом столетии неоднократно указывал, что «кроме Кавказа, пашли нефть в Самарской губернии, на Печоре, в Кокане и в Сибири» [104, стр. 70].

«Открыли нефть и на Печоре, и в Самарской губернии, и в Сибири западной и восточной, и в нескольких местностях новых азиатских владений, и во многих окрестностях Кавказа,— пусть же одни места истощатся, найдутся другие; если эксплуатация бакинских местностей усилится, будут и люди, и средства, и охота для работы в других местностях» [104, стр. 221].

Однако добыча нефти еще долгие годы продолжала осуществляться в основном только на Кавказе.

В 1929 г. нефть была обнаружена в Верхне-Чусовских Городках, а в 1932 г. было открыто крупное Ишимбаевское месторождение нефти в Башкирской АССР [113].

В 1939 г. XVIII съезд КПСС утвердил третий пятилетний план развития народного хозяйства СССР, в котором предусматривалось создать в районе между Волгой и Уралом новую нефтяную базу — «Второе Баку». Программу нефтедобычи и нефтепереработки обеспечить быстрым развитием геологоразведочных работ и внедрением высокой техники во всех отраслях нефтяной промышленности.

В 1940 г. добыча нефти в СССР превысила 31 млн. т. Из этого количества 6%, т. е. около 2 млн. т, было добыто в Поволжье и на Урале, а в 1960 г. доля нефти, добываемой во «Втором Баку», достигла 70% и составила около 90 млн. т. В 1966 г. в этом районе было добыто около 185 млн. т нефти.

Крупнейшие месторождения нефти разведаны в Тюменской области. Центральный Комитет КПСС и Совет Министров СССР<sup>1</sup> признали важнейшей народнохозяйственной задачей создание в ближайшие годы в Западной Сибири новой крупной нефтедобывающей базы страны и обеспечение добычи нефти в этом районе в 1975 г. в количестве 100—120 млн. т и в 1980 г. 230—260 млн. т.

Свыше 30% нефтеносных площадей мира сосредоточено в СССР.

В программе, принятой XXII съездом КПСС в 1961 г., сказано: «Будет последовательно проводиться линия на преимущественное развитие добычи нефти и газа с возрастающим их использованием как сырья для химических производств».

В 1930 г. себестоимость нефти была выше себестоимости угля. Однако в дальнейшем, вследствие открытия уникальных месторождений нефти в Башкирской и Татарской АССР и применения прогрессивных методов добычи жидкого топлива, себестоимость нефти стала ниже себестоимости угля [114].

В связи с этим осуществляемое в стране опережающее развитие нефтяной промышленности даст большой народнохозяйственный эффект.

В 1945 г. доля нефти в топливном балансе страны составляла 15%, в 1960 г. она возросла вдвое и превысила 30%, в 1965 г. составила около 36%, а в 1967 г. — 38%.

В 1969 г. добыча нефти в СССР составила 328 млн. т (примерно в 35 раз больше, чем в 1913 г., в 10 раз больше, чем в 1940 г., и в 2 раза больше, чем в 1960 г.).

Средний прирост добычи нефти за 1966—1970 гг. составил около 22 млн. т в год.

Нефть залегает в земной коре, заполняя пустоты горных пород, пропитывая эти породы, как вода губку. Главнейшими нефтяными и подземными хранилищами являются пески, рыхлые песчаники, ноздреватые и пористые известняки и доломиты. Чтобы нефть сохранилась в этих породах, необходимо, чтобы они были перекрыты непроницаемым для нефти глиняным покровом [14].

Схема нефтяного месторождения показана на рис. 18. Черным цветом отмечены слои песка или другие пористые породы, насыщенные нефтью. Поровое пространство залежи над нефтью заполнено сопутствующими нефти углеводородными газами, образующими «газовую шапку» месторождения. Ниже нефти расположен слой пористой породы, пропитанный водой («подошвенная вода»). Выход нефти из месторождения вверх перекрыт ку-

<sup>1</sup> «Правда», 15 января 1970 г.

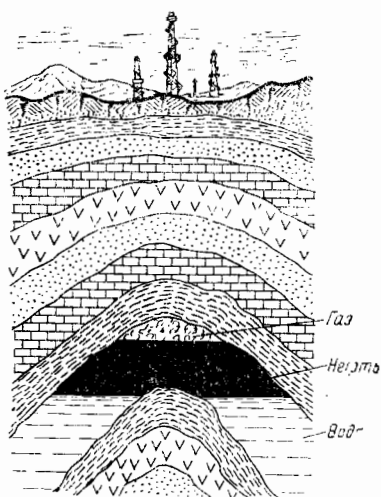


Рис. 18. Схема нефтяной залежи

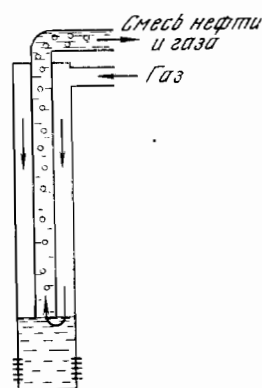


Рис. 19. Схема газлифта

полом глины или другой непроницаемой для нефти породы, а выход вниз — подошвенной водой.

Нефтяные месторождения залегают на различной глубине. Первоначально эксплуатировались месторождения с глубиной залегания нефти лишь в несколько десятков метров, а разведанные и эксплуатируемые в последние годы мощные месторождения нефти расположены на глубине нескольких километров.

С увеличением глубины залегания нефти повышается давление в нефтяной залежи и возрастает количество углеводородных газов, растворенных в нефти.

Для разведки нефтяных месторождений применяют ряд геофизических и геохимических методов, излагаемых в специальной литературе, и широко осуществляют разведочное бурение. Здесь отметим лишь, что затраты, связанные с разведкой нефтяных месторождений, составляют заметную часть капиталовложений, привлекаемых для развития нефтяной промышленности.

Нефтяные скважины первоначально выдалбливали малоэффективным ударным методом, посредством тяжелого долота. Затем стали применять роторное (вращательное) бурение, при котором долото, находящееся в забое, вращается посредством двигателя, установленного на поверхности. Двигатель приводит во вращение долото при помощи промежуточных механизмов и колонны бурильных труб.

Роторное бурение является более прогрессивным по сравнению с ударным, однако также характеризуется существенными минусами, обусловленными необходимостью вращать длинную колонну бурильных труб, посредством которой осуществляется привод долота на забое скважины от двигателя, установленного на поверхности.

В 1924 г. инженер М. А. Капелюшников, впоследствии член-корреспондент Академии наук СССР, совместно с инженерами С. М. Волохом и Н. А. Корнеевым предложил осуществлять бурение скважин посредством турбины, укрепляемой на нижнем конце бурильных труб и вращающей долото.

При этом методе колонна бурильных труб неподвижна и вращается лишь вал турбины с долотом. Вращение вала турбины осуществляется посредством напора воды или глинистого раствора — промывочной жидкости, охлаждающей долото и выносящей на поверхность выбуренную породу.

В дальнейшем инженеры М. Т. Гусман, Р. А. Иоанесян, Э. И. Тагиев, П. П. Шумилов разработали и внедрили прогрессивные многоступенчатые турбобуры, получившие широкое применение в нефтяной промышленности.

Лицензии на право производства турбобуров, разработанных в СССР, были закуплены машиностроительными заводами США.

Вслед за турбобурами бурение стали осуществлять также посредством электробуров с двигателями, установленными у забоя скважины, в нижней части бурильной колонны труб.

Применение новых прогрессивных методов позволило в несколько раз ускорить бурение скважин, снизить стоимость бурения и благодаря этому уменьшить себестоимость нефти.

Большую роль в снижении стоимости жидкого топлива сыграли новые методы добычи нефти, внедренные в огромном масштабе на крупных месторождениях.

Наиболее дешевым способом добычи нефти является фонтанный, при котором нефть подается на поверхность за счет давления в пласте и поступает в герметизированную систему сбора.

Однако по мере отбора нефти и нефтепромыслового газа давление в пласте снижается настолько, что нефть перестает подыматься на поверхность. Чтобы продолжать добычу, приходится осуществлять более сложную механизированную эксплуатацию с применением компрессоров или глубинных насосов.

Схема компрессорного метода добычи нефти посредством нагнетания сжатого нефтепромыслового газа («газлифт») показана на рис. 19.

При подаче по внешней трубе газа или сжатого воздуха по подъемной трубе на поверхность поступает нефть с воздухом.

Компрессорная добыча нефти широко применялась в СССР до 1950 г. Однако вследствие большого расхода энергии, обусловленного низким к.п.д. газлифта, компрессорный способ теперь мало применяется. Возможно, что эффективность метода удастся значительно повысить путем создания новых устройств, позволяющих осуществлять подъем нефти при нагнетании меньшего объема воздуха или газа.

При необходимости механизированной эксплуатации нефтяных месторождений в настоящее время обычно устанавливают в скважинах поршневые насосы, видоизмененные для работы на больших глубинах [106].

Насосная эксплуатация, связанная с установкой дополнительного оборудования, расходом электроэнергии и большой затратой труда на обслуживание установок, обходится значительно дороже фонтанной добычи нефти.

К тому же и при применении насосов не удастся длительное время поддерживать производительность скважин на достаточно высоком уровне. По мере увеличения отбора нефти и газа и понижения давления в пласте уменьшается приток нефти к устью скважин, понижается уровень нефти в скважинах и снижается их производительность.

Чтобы извлечь из месторождения большую часть содержащейся в нем нефти, приходится бурить много скважин на небольшом расстоянии друг от друга.

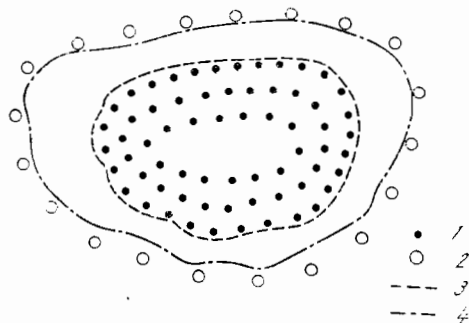
Сооружение скважины глубиной в несколько километров обходится примерно в 100 000 руб. и более.

Необходимость бурения и обустройства большого числа скважин и сложность их эксплуатации при насосной добыче нефти сильно удорожают стоимость топлива. К тому же при насосной эксплуатации скважин после «истощения» залежи в пласте остается от 30 до 80% первоначальных запасов нефти. Это резко уменьшает ресурсы жидкого топлива и приводит к удорожанию нефти, так как капиталовложения на разведку нефтяных месторождений, бурение скважин и обустройство промыслов используются не в полной мере.

Коренное изменение методов добычи нефти, позволившее увеличить ее отбор из пластов и вместе с тем резко уменьшить число скважин, было осуществлено путем внешнего воздействия на пласт с целью поддержания давления, требуемого для фонтанной добычи.

Рис. 20. Схема законтурного заводнения:

- 1 — эксплуатационные скважины;
- 2 — нагнетательные скважины;
- 3 — внутренний контур нефтепости;
- 4 — внешний контур нефтепости.



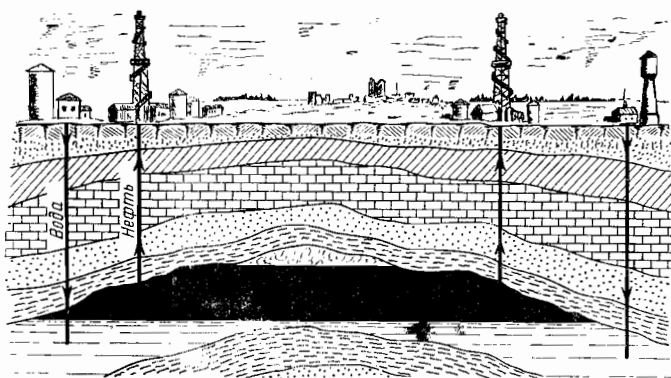


Рис. 24. Схема заводнения

Поддержание давления в пластах осуществляют путем нагнетания воздуха, газа или воды. Особенно широкое распространение получило поддержание пластового давления путем нагнетания воды в законтурную часть месторождения.

Для этого по внешнему контуру месторождения бурят эксплуатационные скважины (рис. 20 и 24). За нефтяным контуром бурят ряд скважин 2, по которым в пласт нагнетают воду.

Процесс законтурного заводнения успешно осуществлялся начиная с 1948 г. на мощном Туймазинском месторождении в Башкирской АССР, а затем был широко внедрен на других месторождениях. В процессе законтурного заводнения нагнетают 1,7 — 2,0 *т* воды на 1 *т* добываемой нефти.

В 1965 г. около двух третей нефти, добываемой в стране, получено в результате искусственного поддержания давления в пластах.

Применение прогрессивных методов разведки, бурения скважин и эксплуатации нефтяных месторождений позволило повысить производительность труда в несколько раз и снизить себестоимость жидкого топлива. Так, на одного рабочего в нефтедобывающей промышленности приходилось в 1955 г. — 1100 *т*, а в 1965 г. 3100 *т* нефти, или ~ 4000 *т* условного топлива. Себестоимость добычи нефти составляла в 1928 г. 107% по отношению к себестоимости добычи угля, в 1958 г. — 23,2%, в 1960 г. — 20,5% и в 1965 г. — 16,9% [115, 116].

## СОСТАВ НЕФТИ

Нефть состоит из углеводородов различных гомологических рядов и из «неуглеводородных компонентов», содержащих в своем составе, помимо углерода и водорода, атомы других элементов — кислорода, серы и азота.

Углеводороды, входящие в состав нефти, принадлежат к числу алканов, цикланов и ароматических углеводородов. При этом в нефти широко представлены углеводороды смешанного, или гибридного, строения, например парафино-циклановые.

Содержащиеся в нефти алканы состоят в основном из жидких при комнатной температуре (20°С) и нормальном давлении компонентов: от пентана ( $C_5H_{12}$ ) с температурой кипения около 36°С до гексадекана ( $C_{16}H_{34}$ ) с температурой кипения 287° и температурой плавления 19°.

В жидких углеводородах нефти растворены более легкие газообразные алканы — от метана ( $CH_4$ ) до бутана ( $C_4H_{10}$ ) и более тяжелые твердые алканы — от гептадекана ( $C_{17}H_{36}$ ) с температурой плавления 22° до гексаконтана  $C_{60}H_{122}$  с температурой плавления 102 [14].

С увеличением молекулярного веса алканов снижается теплота сгорания 1 кг углеводорода, а жаропроизводительность несколько возрастает.



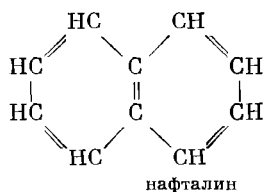
В сырой нефти практически не содержатся термодинамически малоустойчивые неопределенные углеводороды — алкены.

В отличие от сырой нефти в нефтяных дистиллятах, получаемых на нефтеперерабатывающих заводах, содержится значительное количество неопределенных углеводородов — алкенов, образующихся в процессе термической переработки нефти.

Содержащиеся в нефти насыщенные циклические углеводороды цикланы, или нафтенy, общей формулы  $C_nH_{2n}$  состоят из циклопентана  $C_5H_{10}$ , циклогексана  $C_6H_{12}$  и их гомологов. Цикланы являются наряду с алканами важными компонентами низкикипящих фракций бакинской и некоторых других нефтей [117, 118].

В нефти содержатся ароматические углеводороды различного молекулярного веса. Ароматические углеводороды, входящие в состав бензина, представлены бензолом и его гомологами.

Среди ароматических углеводородов, входящих в состав керосина, также доминируют бензол и его гомологи. Однако наряду с ними появляются ароматические углеводороды более сложного строения, содержащие конденсированную систему из двух бензольных колец. К числу этих углеводородов принадлежат нафталин  $C_{10}H_8$  и его гомологи



В более тяжелых фракциях нефти содержатся ароматические углеводороды с конденсированной системой, состоящей из трех, четырех, пяти и более колец.

**Углеводороды гибридного строения.** Высокомолекулярные углеводороды в значительной степени состоят из смешанных парафино-циклановых или еще более сложных соединений, в состав которых входят парафиновые цепочки, кольца цикланов, бензольные и нафталиновые ядра. Молекулярный вес таких углеводородов достигает 700—800 [119].

Содержание высокомолекулярных углеводородов смешанного строения в сырой нефти некоторых месторождений весьма значительно.

**Теплотехнические характеристики углеводородов нефти.** С увеличением молекулярного веса углеводородов, естественно, возрастает их молярная теплота сгорания, а также теплота сгорания  $1 \text{ м}^3$  углеводородов в парообразном состоянии.

Влияние на теплоту сгорания углеводородов характера связей между атомами углерода рассмотрено в гл. II.

Несмотря на меньшую высоту энергетического барьера, преодолеваемого при разрыве двойных и тройных связей между атомами углерода в молекуле, теплота сгорания  $1 \text{ кг}$  молекулы и  $1 \text{ м}^3$  алканов выше, чем алкенов и алкинов с равным числом атомов углерода в молекуле, вследствие большего числа атомов водорода (этан ( $C_2H_6$ ) —  $15\,230 \text{ ккал/м}^3$ , или  $341\,400 \text{ ккал/моль}$ , при молекулярном весе 30,07; этен ( $C_2H_4$ ) —  $14\,110 \text{ ккал/м}^3$ , или  $316\,300 \text{ ккал/моль}$ , при молекулярном весе 28,05; этин ( $C_2H_2$ ) —  $13\,390 \text{ ккал/м}^3$ , или  $300\,000 \text{ ккал/моль}$ , при молекулярном весе 26,04).

Иная картина имеет место при сопоставлении низшей теплоты сгорания  $1 \text{ кг}$  углеводородов. При делении молярной теплоты сгорания углеводорода на его молекулярный вес получаем:

для этана  $341\,400 : 30,07 = 11\,350 \text{ ккал/кг}$ ;

для этена  $316\,300 : 28,05 = 11\,280 \text{ ккал/кг}$ ;

для этина  $300\,000 : 26,04 = 11\,500 \text{ ккал/кг}$ .

Теплоты сгорания  $1 \text{ кг}$  углеводородов алифатического строения различных гомологических рядов (алканов, алкенов и алкинов) с равным числом

атомов углерода весьма близки между собой. С увеличением молекулярного веса и числа групп  $\text{CH}_2$  в молекуле теплота сгорания углеводородов рассматриваемых гомологических рядов несколько снижается, приближаясь к теплоте сгорания цикланов, т. е. углеводородов, состоящих только из групп  $\text{CH}_2$ .

Теплота сгорания 1 кг ароматических углеводородов, особенно первых членов гомологического ряда, значительно ниже, чем других углеводородов, вследствие малого процентного содержания водорода, не компенсируемого наличием легко разрываемой тройной связи, как это имеет место у алкинов.

С увеличением молекулярного веса ароматических углеводородов и увеличением числа групп  $\text{CH}_2$  их теплота сгорания повышается.

**Неуглеводородные компоненты нефти.** Помимо углеводородов, т. е. соединений, состоящих только из углерода и водорода, в состав нефти входят различные органические вещества, содержащие наряду с углеродом и водородом также кислород, серу и азот.

К числу кислородсодержащих соединений нефти принадлежат нафтеновые кислоты, смолы и асфальтены.

**Нафтеновые кислоты.** Эти кислоты представляют собой производные насыщенных нафтеновых углеводородов (цикланов), преимущественно гомологов цикlopentана. Отличием нафтеновой кислоты от соответствующего ей циклического углеводорода является замещение атома водорода типичной для органических кислот карбоксильной группой  $\text{COOH}$ .

Общая формула цикланов  $\text{C}_n\text{H}_{2n}$ , а нафтеновых кислот  $\text{C}_n\text{H}_{2n}\text{O}_2$  или (если выделить карбоксильную группу)  $\text{C}_n\text{H}_{2n-1}\text{COOH}$ . Так, например, производной циклического углеводорода  $\text{C}_6\text{H}_{12}$  является нафтеновая кислота  $\text{C}_6\text{H}_{12}\text{O}_2$ , или  $\text{C}_6\text{H}_{11}\text{COOH}$ . Содержание кислорода в этой кислоте составляет около 25% по массе. В более высокомолекулярных нафтеновых кислотах содержание кислорода несколько ниже.

Содержание нафтеновых кислот в сырой нефти обычно не превышает 1—3%.

При очистке нефтяных дистиллятов от нафтеновых кислот обработкой щелочью получают в виде отхода натриевые соли нафтеновых кислот (мыло-нафт), обладающие моющей способностью и используемые в мыловаренной промышленности.

**Нефтяные смолы.** В сырой нефти различных месторождений содержатся нефтяные смолы. Обширные исследования состава нефтяных смол проведены проф. Н. И. Черножуковым [120] и академиком Туркменской АН С. Р. Сергиенко [119].

Нефтяные смолы представляют собой сложные органические соединения темного цвета, содержащие, помимо углерода и водорода, кислород и серу. Некоторые смолы содержат также азот. Углеводородный скелет молекул нефтяных смол содержит конденсированные ароматические системы. Молекулярный вес нефтяных смол обычно колеблется от 600 до 1200; удельный вес — более единицы.

В табл. 77 приведен состав нефтяных смол по С. Р. Сергиенко. Усредненный состав смол соответствует содержанию  $\text{C} = 83,2$ ;  $\text{H} = 10,0$ ;  $\text{O} = 4,0$ ;  $\text{S} = 2,5$  и  $\text{N} = 0,3\%$ .

Высшая теплота сгорания смолы такого состава — около 9700 ккал/кг, а низшая — 9150 ккал/кг.

Содержание кислорода, серы и азота значительно снижает теплоту сгорания нефтяных смол по сравнению с углеводородами.

В процессе переработки нефти смолы концентрируются в мазуте. При этом в процессе глубокой переработки нефти смолы могут претерпевать известные изменения в своем составе.

В литературе приводится следующий состав смолы, выделенной из крекинг-мазута:  $\text{C} = 84,8$ ;  $\text{H} = 8,4$ ;  $\text{S} = 2,5$ ;  $\text{O} = 4,3\%$  [121]. Низшая теплота сгорания нефтяной смолы данного состава около 8900 ккал/кг.

Таблица 77

Состав нефтяных смол

Нефть	Молекулярный вес смолы	Элементарный состав, %					Эмпирическая формула
		C	H	S	N	O	
Норийская . . . . .	459	86,48	9,13	0,84	0	3,55	$C_{33}H_{11}S_{0,1}O_{1,3}$
Ильская . . . . .	574	82,83	10,28	1,24	0,35	5,30	$C_{30}H_{58}S_{0,2}N_{0,1}O_{1,6}$
Небитдагская . . . . .	587	81,22	10,46	2,25	0	6,07	$C_{30}H_{61}S_{0,4}O_{1,9}$
Гюргянская . . . . .	595	84,06	10,25	1,90	1,72	2,07	$C_{18}H_{11}S_{0,3}N_{0,7}O_{0,8}$
Бавлинская . . . . .	620	82,37	10,19	2,73	0,57	4,14	$C_{12}H_{63}S_{0,2}N_{0,5}O_{1,6}$
Ромашкинская . . . . .	736	79,03	8,90	4,95	0	7,12	$C_8H_{65}S_{1,1}O_{3,2}$
Туймазинская . . . . .	776	80,90	9,80	4,67	0	4,53	$C_{32}H_{76}S_{1,1}O_{2,2}$
Сагайдакская . . . . .	833	86,15	10,31	1,41	0	2,13	$C_{10}H_{80}S_{0,3}O_{1,1}$
Битковская . . . . .	924	85,22	10,68	2,14	0	1,96	$C_{66}H_{99}S_{0,6}O_{1,1}$

**Нефтяные асфальтены.** Асфальтены — твердые аморфные вещества темно-бурого или черного цвета, содержатся в нефти в виде истинных или коллоидных растворов.

Асфальтены близки по своему строению к нефтяным смолам, но отличаются от них большим молекулярным весом (1500—3000), меньшим содержанием водорода и более низкой теплотой сгорания.

В табл. 78 приведен состав асфальтенов, выделенных из нефтей Советского Союза [119].

Таблица 78

Состав нефтяных асфальтенов

Нефть	Элементарный состав, %					Отношение содержания водорода в асфальтенах и смолах
	C	H	S	N	O	
Норийская . . . . .	83,04	7,44	0,56	0	8,96	0,82
Ильская . . . . .	83,70	8,38	1,33	0,91	5,68	0,82
Небитдагская . . . . .	86,36	8,50	1,13	1,45	2,56	0,81
Бавлинская . . . . .	83,50	7,76	3,78	1,15	3,81	0,75
Ромашкинская . . . . .	83,66	7,87	4,52	1,19	2,76	0,88
Туймазинская . . . . .	84,40	7,87	4,45	1,24	2,04	0,80
Сагайдакская . . . . .	85,52	9,37	1,38	0	3,73	0,91
Битковская . . . . .	85,87	8,49	1,65	0	3,99	0,79

Сопоставление данных о составе нефтяных смол (см. табл. 77) и асфальтенов (см. табл. 78), выделенных из тех же нефтей, позволяет отметить, что содержание водорода в асфальтенах ниже, чем в нефтяных смолах на 1,5—2%.

Средний состав асфальтенов, приведенных в табл. 78, соответствует содержанию (в %): C = 84,5; H = 8,2; S = 2,4; N = 0,7; O = 4,2.

Высшая теплота сгорания асфальтена приведенного состава — около 9250 ккал/кг, а низшая — около 8800 ккал/кг, т. е. на 300—400 ккал/кг ниже, чем нефтяных смол, и примерно на 1000 ккал/кг ниже, чем тяжелых ароматических углеводородов.

Для асфальтенов, выделенных из крекинг-мазута, приводится следующий элементарный состав (в %): C = 85,6; H = 6,4; S = 4,3; O = 3,7. Низшая теплота сгорания асфальтена этого состава около 8500 ккал/кг.

Содержание смол и асфальтенов в нефти различных месторождений колеблется в значительных пределах. Так, в сураханской и балаханской нефти (Азербайджанская ССР) содержится лишь 4—5% смол при отсутствии асфальтенов, а в ромашкинской и туймазинской нефти более 10% смол и около 4% асфальтенов.

Содержание смолисто-асфальтеновых веществ особенно велико в сернистой и высокосернистой нефти ароматического основания.

Поскольку в процессе переработки нефти смолы и асфальтены переходят в основном в мазут, их содержание в нефтяных остатках значительно больше, чем в исходной сырой нефти.

Наличие нефтяных смол и асфальтенов, т. е. соединений, содержащих кислород и серу и отличающихся от углеводородов нефти значительно меньшим содержанием водорода, существенно понижает теплоту сгорания мазута.

Вместе с тем следует отметить, что жаропроизводительность нефтяных смол и асфальтенов близка к жаропроизводительности тяжелого углеводородного топлива, так как жаропроизводительности углерода и водорода близки, а внедрение кислорода в состав молекулы органических соединений мало сказывается на жаропроизводительности (см. гл. VIII).

**Серусодержащие соединения.** Содержание серы в нефти колеблется примерно от 0,05% (сураханская нефть) до 5% (нефть Чусовских Городков).

По содержанию серы нефть подразделяют на малосернистую (до 0,5% S), сернистую (от 0,5 до 2,0% S) и высокосернистую (более 2,0% S). К числу сернистых соединений принадлежат, помимо рассмотренных выше смол и асфальтенов, сульфиды ( $R_2S$ ), например диметилсульфид  $CH_3-S-CH_3$ , и меркаптаны ( $R-SH$ ), например  $CH_3-SH$ .

Если условно принять, что среднее содержание серы в сернистых соединениях, входящих в состав нефти, составляет около 5%, то при наличии в нефти 2% серы на долю сернистых соединений в сырой нефти приходится до 40% по массе.

Повышенное содержание сернистых соединений в большой степени осложняет технологию переработки нефти и снижает ее народнохозяйственную ценность [196].

Содержание серы в отдельных фракциях нефти увеличивается с повышением их температуры кипения. В соответствии с этим содержание сернистых соединений в бензиновом дистилляте в несколько раз меньше, чем в сырой нефти, а в мазуте выше, чем в исходной нефти. Так, при переработке нефти с содержанием 2,4—2,5% S получают мазут с содержанием серы более 3%.

По другим данным, при переработке нефти с содержанием серы 2,8% получают мазут, содержащий около 4,0% S [121].

## ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ

При добыче нефти, т. е. извлечении ее из залежи на поверхность, и снижении давления до близкого к атмосферному происходит выделение из нефти большей части растворенных в ней легких углеводородов —  $CH_4$ ,  $C_2H_6$ ,  $C_3H_8$  и частично  $C_4H_{10}$  и  $C_5H_{12}$ . Струю нефти и сопутствующие ей газообразные углеводороды направляют в трап (цилиндрический аппарат большого диаметра), в котором происходит разделение нефти и сопутствующего ей нефтепромыслового газа.

Нефтепромысловый газ поступает по системе газосборных трубопроводов на газобензиновые заводы или передается другим предприятиям. Состав и теплотехнические характеристики нефтепромысловых газов рассмотрены в гл. XXVI.

Сырую нефть, отделенную на промыслах от большей части растворенных в ней газов, а также от механических примесей и влаги, направляют на нефтеперерабатывающие заводы.

**Разделение нефти на фракции.** Простейшую переработку сырой нефти осуществляют путем ее разделения на ряд фракций, состоящих из углеводородов и сопутствующих им других органических соединений различного молекулярного веса.

Процесс основан на том, что с увеличением молекулярного веса углеводородов существенно повышаются их температуры кипения.

В начальный период развития нефтяной промышленности разгонку нефти осуществляли с целью получения только одного товарного продукта — осветительного керосина. Отгоняемые легкокипящие углеводороды, т. е. бензин, долгое время не использовались и рассматривались как крайне огнеопасный отброс. Его сжигали в «бакинских полях» [122]. Нефтяные остатки, получаемые после отгонки керосиновых дистиллятов, также не находили сбыта и загрязняли заводскую территорию. Само наименование нефтяных остатков — мазут, принятое в русской, французской и английской технической терминологии, произошло, как указывает Д. И. Менделеев, от местного слова «грязь» [12]. Мазут уничтожали — жгли в поле.

Однако выход керосина из бакинской нефти составлял всего лишь около 30%. Следовательно, две трети перерабатываемой нефти не использовались. Такой способ переработки нефти Д. И. Менделеев называл «почти истребительным» [102] и обосновывал возможность и настоятельную необходимость полного использования нефти. Он предлагал использовать бензин для экстракции растительных масел из семян, для газификации, для карбюрации газа, для производства сажи.

Нефтяные остатки Д. И. Менделеев считал необходимым использовать для отгонки дистиллятов, более тяжелых, чем керосин, и пригодных для использования в качестве безопасного осветительного масла в специальных лампах, а также для производства минеральных смазочных масел взамен растительных и для других целей.

Д. И. Менделеев неоднократно отмечал также ценность нефтяных остатков как топлива с высокой теплотой сгорания и жаропроизводительностью.

Вместе с тем он указывал на особую целесообразность сжигания нефтяного топлива в «малых, уютных и дешевых двигателях». «Уютность, ненадобность воды и присмотра, легкость и малость потребного воздуха делают эти машины незаменимыми, например, для таких исключительных случаев, как движение малых судов, аэростатов или для домашних мелких двигателей, где расход ценной нефти или керосина с избытком окупится отсутствием присмотра, который требуется при паровой машине. Для подводного плавания, по моему мнению, удобнее всего иметь именно такие машины» [104].

Суть современной переработки нефти состоит в следующем. Сырую нефть и продукты ее переработки нагревают в трубчатых печах или иных установках: в процессе отделения нефти от влаги; при разгонке сырой нефти на фракции; при разгонке мазута; в процессе крекинга и др.

При переработке нефти ряд технологических процессов осуществляют с использованием пара.

В результате многократного нагрева нефти и продуктов ее переработки, большого расхода пара и энергии и значительных потерь нефтепродуктов суммарный расход энергии на собственные нужды нефтеперерабатывающих заводов (включая потери) эквивалентен 13% добываемой нефти. Так, если в 1969 г. в СССР было добыто 328 млн. т нефти, то из этого количества на собственные нужды нефтеперерабатывающей промышленности израсходовано около 40 млн. т, т. е. примерно в четыре раза больше, чем было добыто нефти в России в 1913 г.

Увеличение эффективности использования топлива в нефтеперерабатывающей промышленности можно осуществить путем:

- а) повышения к.п.д. трубчатых печей и других установок, в которых осуществляют сжигание топлива;
- б) всемерного использования тепла горячих нефтепродуктов и комбинирования ряда технологических и энергетических процессов.

Для разработки путей повышения эффективности применения топлива и повседневного контроля его использования, необходимо располагать простой методикой составления тепловых балансов.

Этот вопрос рассмотрен в гл. XXII.

Прежде в перегонных кубах и батареях производилась последовательная отгонка фракций нефтепродуктов в порядке возрастающей температуры их кипения. В отличие

от этого в современных трубчатых нефтеперерабатывающих установках осуществляется совместный отгон паров нагреваемого нефтепродукта, а разделение отгоняемых паров на фракции по их температуре кипения осуществляется в ректификационных колоннах.

Разгонку нефти можно вести в одноступенчатых или в двухступенчатых установках. Во втором случае в первой установке, работающей под атмосферным давлением, из сырой обезвоженной нефти отгоняют легкие фракции — бензин, лигроин, керосин и газойль, а остаток после отгонки указанных дистиллятов — мазут — передают во вторую установку, работающую под вакуумом. В вакуумной установке из мазута отгоняют ряд фракций, используемых после очистки в качестве смазочных масел и для других целей.

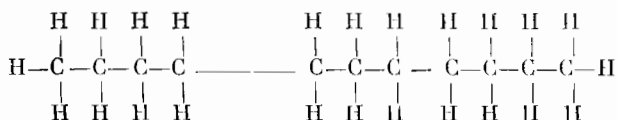
Остаток после отгонки — тяжелый мазут — применяют в качестве топлива для печей и котлов.

Для удобства эксплуатации и использования тепла нагретых нефтепродуктов обе установки обычно объединяют в общий комплекс — атмосферно-вакуумную установку, состоящую из двух секций — атмосферной и вакуумной.

**Крекинг.** При разгонке сырой нефти получают примерно 20—30% бензина, 30—45% лигроина, керосина, газойля, 25—50% нефтяных остатков (мазута).

Выход легких углеводородов, пригодных для использования в качестве моторного топлива, можно значительно повысить путем расщепления тяжелых углеводородов на более легкие низкокипящие углеводороды, т. е. путем осуществления процесса крекинга (от английского слова *cracking* — расщеплять, раскалывать).

В процессе крекинга насыщенных углеводородов — алканов



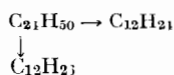
две группы  $\text{CH}_2$  по месту разрыва углеводородной цепочки должны трансформироваться в группы  $\text{CH}_3$ , замыкающие цепочки углеводородных молекул, образующихся в результате крекинга. Для этого необходимо подвести к месту разрыва углеводородной цепочки два атома водорода.

Этот процесс может осуществляться тремя путями:

- 1) за счет высвобождения атомов водорода путем перегруппировки атомов в расщепляемой молекуле с образованием двойной этиленовой связи между атомами углерода, характерной для непредельных углеводородов;
- 2) путем дополнительного увеличения содержания водорода в легких фракциях углеводородов за счет образования в процессе крекинга также и более тяжелых фракций с пониженным содержанием водорода и повышенным содержанием углерода, вплоть до смолистых веществ и нефтяного кокса, т. е. путем перераспределения водорода между легкими и тяжелыми продуктами, образующимися в процессе крекинга;
- 3) путем проведения процесса крекинга в атмосфере водорода, генерируемого для этой цели в специальных установках.

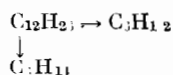
В процессе крекинга алканов происходит не только разрыв молекул, но и глубокое изменение характера углеводородного состава топлива, обусловленное образованием паряду с алканами меньшего молекулярного веса ненасыщенных углеводородов — алкенов, а также тяжелых углеводородов с большим молекулярным весом.

Академик С. С. Наметкин приводит следующую схему крекинга алканов [118]:

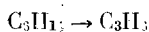


Из алкана  $\text{C}_{24}\text{H}_{50}$  образуются алкан  $\text{C}_{12}\text{H}_{26}$  и алкен  $\text{C}_{12}\text{H}_{24}$ .

Алкан  $\text{C}_{12}\text{H}_{26}$  в свою очередь крекируется с образованием алкана  $\text{C}_6\text{H}_{14}$  и алкена  $\text{C}_6\text{H}_{12}$



А в результате последующего крекинга  $C_6H_{14}$  образуются алкан  $C_3H_8$  и алкен  $C_3H_6$

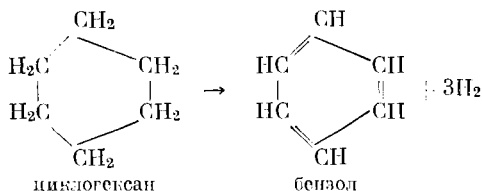


Таким образом, в результате процесса крекинга из нефти, не содержащей ненасыщенных углеводородов, образуются нефтепродукты, состоящие из сложной гаммы насыщенных и ненасыщенных углеводородов различного молекулярного веса.

## ПРОЦЕССЫ ОБЛАГОРАЖИВАНИЯ И ОЧИСТКИ НЕФТЕПРОДУКТОВ

**Риформинг.** Для получения высокооктанового бензина легкие дистилляты подвергают процессу риформинга — высокотемпературного преобразования наftenовых и парафиновых углеводородов в ароматические, обладающие большей детонационной стойкостью.

Так, например, в процессе риформинга из циклогексана  $C_6H_{12}$  получают бензол —  $C_6H_6$ .



Процесс риформинга осуществляют при температуре порядка  $500^\circ\text{C}$  и давлении 20—40 атм в присутствии катализаторов.

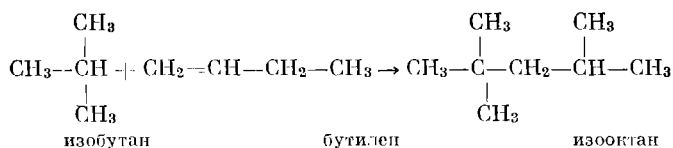
В качестве катализаторов используют обычно окись молибдена, осажденную на окиси алюминия, или платиновые катализаторы, в частности платину, нанесенную на окись алюминия.

Процессы риформинга, осуществляемые с применением платиновых катализаторов, получили наименование «платформинга».

**Алкилирование.** Наряду с ароматическими углеводородами высокими антидетонационными свойствами обладают изомеры парафиновых углеводородов с разветвленной цепью.

Для получения высокооктанового бензина изооктан и другие насыщенные углеводороды с разветвленной цепью синтезируют из нефтезаводских газов, содержащих изобутан и ненасыщенные углеводороды этиленового ряда (алкены), т. е. осуществляют в большом промышленном масштабе процессы алкилирования.

Синтез изооктана из газообразных углеводородов описывается уравнением



За счет разрыва двойной связи в молекуле бутилена и освобождающихся при этом валентностей происходит как бы сшивание двух реагирующих газообразных молекул, содержащих по 4 атома углерода, с образованием более тяжелого жидкого при комнатной температуре углеводорода с 8 атомами углерода в молекуле — изооктана.

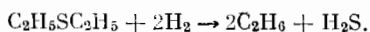
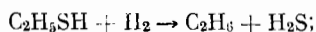
Процесс алкилирования осуществляют при температуре до  $200^\circ$  в присутствии катализаторов (серная или фосфорная кислота, алюмосиликаты и др.).

**Изомеризация.** Для увеличения ресурсов изобутана, широко используемого в процессах алкилирования, осуществляют каталитическую изомеризацию нормального бутана.

Путем изомеризации нормального пентана и гексана получают легкоиспаряющийся стойкий по отношению к детонации бензин.

**Каталитическая очистка нефтепродуктов от сернистых соединений.** Каталитическую очистку нефтепродуктов от сернистых соединений осуществляют путем гидрогенизации. При этом сера, содержащаяся в жидких нефтепродуктах, выделяется в виде газообразного сероводорода.

Химизм процесса иллюстрируется следующими уравнениями



Путем каталитической гидрогенизации очищают от серы различные дистилляты, причем очищать тяжелые фракции гораздо труднее, чем легкие.

Большое значение может иметь очистка методом гидрогенизации (гидроочистка) сырой нефти и мазута, однако достаточно дешевая гидроочистка тяжелого нефтяного топлива, содержащего смолистые соединения, пока не разработана.

**Очистка серной кислотой и щелочью.** Нефтяные дистилляты содержат нафтяные кислоты, сернистые и смолистые вещества, ухудшающие цвет нефтепродуктов и придающие им неприятный запах.

Наличие в дистиллятах легко полимеризующихся непредельных углеводородов — алкенов — обуславливает малую химическую стабильность нефтепродуктов при хранении. Поэтому для получения товарных продуктов нефтяные дистилляты подвергают очистке различными методами. К числу широко распространенных методов очистки принадлежит метод обработки дистиллятов серной кислотой и щелочью.

## БИТУМИНОЗНЫЕ ПЕСКИ И ПЕСЧАНИКИ

Крупным резервом жидкого топлива являются битуминозные мелкозернистые и крупнозернистые кварцевые пески и песчаники [123]. По содержанию битумов рассматриваемые пески и песчаники подразделяются на три группы. Содержание битумов в первой группе превышает 10% по массе, во второй — составляет от 4 до 10% и в третьей — менее 4% [124].

Теплота сгорания битумов  $\sim 10\,000$  ккал/кг, теплоемкость около 0,35 ккал/кг °С, удельный вес 1,002—1,027.

По материалам седьмого Международного нефтяного конгресса содержание битумов в битуминозных песках и песчаниках, залегающих в Канаде, оценивается примерно в 1000 млрд. т. Битуминозные пески имеются также в США и в других странах [125].

В 1967 г. в Канаде пущен большой завод, вырабатывающий жидкое топливо из битуминозных песков. На заводе перерабатывают в сутки 108 000 т битуминозных песков, из которых извлекают около 10 000 т битума. В процессе термического крекинга битума и последующей переработки дистиллятов получают около 7500 м<sup>3</sup> жидкого топлива в сутки. Нефтезаводские газы используют для производства 1,8 млн. м<sup>3</sup> водорода в сутки, применяемого в процессе переработки и облагораживания дистиллятов, получаемых в процессе крекинга. Сероводород, образующийся в процессе очистки дистиллятов от серы методом гидрогенизации, используется для производства элементарной серы. Завод выпускает 300 т серы в сутки.

На заводе получают около 2600 т кокса в сутки, используемого на ТЭЦ, вырабатывающей пар, электроэнергию и сжатый воздух. На ТЭЦ установлены 3 котлоагрегата производительностью по 375 т пара в час.

Сооружение завода обошлось в 235 млн. долларов [126].



## ЖИДКОЕ ДИСТИЛЛИРОВАННОЕ ТОПЛИВО

Дистиллированное (дистиллятное) жидкое топливо производят в настоящее время почти исключительно путем переработки нефти. Более сложными и дорогими путями его можно получить из сланцев и других видов твердого топлива. Нефтяные дистилляты в основном используют в качестве моторного топлива. Но наряду с этим в США, ФРГ и некоторых других странах дистиллированное жидкое топливо широко применяют для отопления жилищ.

## ТОПЛИВО ДЛЯ ПОРШНЕВЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ С ИСКРОВЫМ ЗАЖИГАНИЕМ

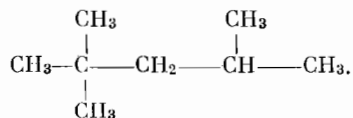
В поршневых двигателях с искровым зажиганием распыленное жидкое топливо смешивают в карбюраторе с воздухом, сжимают топливно-воздушную смесь и воспламеняют ее от искры.

Поршневые двигатели с искровым зажиганием являются основным типом автомобильных двигателей и широко применяются в авиации. Бензин, используемый в качестве топлива в двигателях этого типа, должен начинать испаряться при низкой температуре порядка  $40^{\circ}\text{C}$  и полностью выкипать при температуре, не превышающей  $200-205^{\circ}\text{C}$ . Экономичность работы поршневых двигателей с искровым зажиганием в большой степени зависит от допускаемой степени сжатия топливно-воздушной смеси, лимитируемой возможностью самовоспламенения сжатой смеси и возникновения детонационного горения. Поэтому бензин, применяемый для автомобильных и в особенности для авиационных двигателей, должен обладать сравнительно высокой температурой самовоспламенения и антидетонационной стойкостью.

Антидетонационная стойкость бензина в большой степени зависит от его компонентного состава. Температура самовоспламенения и антидетонационная стойкость углеводородов снижаются с увеличением длины цепочки углеводородных атомов, состоящей из групп  $\text{CH}_2$ , и возрастают с увеличением числа групп  $\text{CH}_3$ , а также при циклическом строении углеводородов и в особенности при наличии в них бензольных ядер. Так, температура самовоспламенения метана в воздухе при атмосферном давлении превышает  $650^{\circ}$ , температура воспламенения октана составляет около  $270^{\circ}$ . Весьма высокой температурой воспламенения (выше  $700^{\circ}$ ) обладает бензол. В соответствии с этим минимальной антидетонационной стойкостью в условиях использования в карбюраторных двигателях обладают парафиновые углеводороды нормального строения с числом атомов углерода в молекуле более шести. Значительно большей антидетонационной стойкостью характеризуются парафиновые углеводороды разветвленного строения с повышенным числом групп  $\text{CH}_3$  и ароматические углеводороды. Нафтенновые углеводороды (цикланы) занимают промежуточное положение. Их антидетонационная стойкость выше, чем алканов нормального строения с равным числом атомов углерода в молекуле, но ниже, чем изопарафиновых и ароматических. Для сопоставления и оценки антидетонационной стойкости различных углеводородов и моторного топлива введена характеристика «октановое число». При введении этой характеристики за нуль принята антидетонационная стойкость нормального гептана ( $\text{C}_7\text{H}_{16}$ ) с пятью группами  $\text{CH}_3$  в молекуле



а за сто—изооктана ( $\text{C}_8\text{H}_{18}$ ) следующего строения:



Если октановое число углеводорода или моторного топлива равно, например, 70, то это означает, что его антидетонационная стойкость соответствует смеси, состоящей из 70% изооктана и 30% нормального гептана. В табл. 79 приведены октановые числа углеводородов различных гомологических рядов [127].

Таблица 79

Октановые числа некоторых углеводородов

Углеводород	Формула углеводорода	Число групп $\text{CH}_3$	Октановое число	Углеводород	Формула углеводорода	Число групп $\text{CH}_3$	Октановое число
<i>Алканы нормального строения</i>				<i>Алкены нормального строения</i>			
Метан . . . . .	$\text{CH}_4$	0	107	Этилен (этен) . . . . .	$\text{C}_2\text{H}_4$	0	100
Этан . . . . .	$\text{C}_2\text{H}_6$	0	107	Пропилен (пропен) . . . . .	$\text{C}_3\text{H}_6$	0	100
Пропан . . . . .	$\text{C}_3\text{H}_8$	1	105	Бутилен (бутен) . . . . .	$\text{C}_4\text{H}_8$	1	97
Бутан . . . . .	$\text{C}_4\text{H}_{10}$	2	94	Пентен . . . . .	$\text{C}_5\text{H}_{10}$	2	91
Пентан . . . . .	$\text{C}_5\text{H}_{12}$	3	62	<i>Нафтеновые углеводороды (цикланы)</i>			
Гексан . . . . .	$\text{C}_6\text{H}_{14}$	4	25	Циклопентан . . . . .	$\text{C}_5\text{H}_{10}$	5	~92
Гептан . . . . .	$\text{C}_7\text{H}_{16}$	5	0	Циклогексан . . . . .	$\text{C}_6\text{H}_{12}$	6	83
Октан . . . . .	$\text{C}_8\text{H}_{18}$	6	Ниже 0	Метилциклогексан . . . . .	$\text{C}_7\text{H}_{14}$	7	75
<i>Изоалканы</i>				Этилциклогексан . . . . .	$\text{C}_8\text{H}_{16}$	8	47
Изобутан (метилпропан) . . . . .	$\text{C}_4\text{H}_{10}$	0	101	<i>Ароматические углеводороды</i>			
Изогексан (диметилбутан) . . . . .	$\text{C}_6\text{H}_{14}$	0	101	Бензол . . . . .	$\text{C}_6\text{H}_6$	—	113
Изооктан (триметилпентан) . . . . .	$\text{C}_8\text{H}_{18}$	1	100	Толуол . . . . .	$\text{C}_7\text{H}_8$	—	~110
				Ксилол . . . . .	$\text{C}_8\text{H}_{10}$	—	~105

Компонентный состав бензина в большей степени зависит от метода его производства.

Авиационные бензины с высоким содержанием изопарафиновых и ароматических углеводородов и малым содержанием недостаточно стойких непредельных углеводородов получают на базе бензинов прямой гонки, очищенных бензинов каталитического крекинга и риформинга с добавлением высокооктановых продуктов алкилирования. Октановое число авиационных бензинов достигает 100.

Автомобильные бензины с октановым числом порядка 70—80 получают в основном на базе продуктов термического и каталитического крекинга и риформинга. При этом в автомобильных бензинах содержится 20—30% непредельных углеводородов [128].

Октановое число бензина повышают путем введения антидетонационных присадок, содержащих тетраэтилсвинец  $[\text{Pb}(\text{C}_2\text{H}_5)_4]$  (этилированный бензин).

Во избежание коррозии двигателей в бензине должно содержаться минимальное количество серы (в авиационном бензине до 0,05%, в автомобильном — до 0,15%).

Средний элементарный состав бензина: 85,0% C, 14,9 H, 0,05 S и 0,05 O + N. Низшая теплота сгорания бензина около 10450 ккал/кг, жаропрочность  $t_{\text{max}} \sim 2080^\circ$ ;  $\text{CO}_{2\text{max}}$  бензина около 14,8%. В табл. 80 приведены соотношения  $\text{CO}_2$  и  $\text{O}_2$  в продуктах полного сгорания бензина, а также значения коэффициентов избытка воздуха  $\alpha$  и коэффициента разбавления сухих продуктов сгорания  $h$  для различных составов продуктов полного сгорания [6].

Таблица 80

Состав и теплотехнические характеристики продуктов полного сгорания бензина

Содержание, %			Коэффициент разбавления сухих про- дуктов сго- рания $h$	Коэффи- циент из- бытка воздуха $\alpha$	Содержание, %			Коэффициент разбавления сухих про- дуктов сго- рания $h$	Коэффи- циент избытка воздуха $\alpha$
CO <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>			CO <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>		
14,8	0,0	85,2	1,00	1,00	8,8	8,5	82,7	1,69	1,64
14,6	0,3	85,1	1,01	1,01	8,6	8,8	82,6	1,73	1,68
14,4	0,6	85,0	1,02	1,02	8,4	9,1	82,5	1,76	1,71
14,2	0,9	84,9	1,04	1,04	8,2	9,4	82,4	1,80	1,75
14,0	1,1	84,9	1,05	1,05	8,0	9,7	82,3	1,85	1,79
13,8	1,4	84,8	1,07	1,07	7,8	9,9	82,3	1,90	1,84
13,6	1,7	84,7	1,08	1,08	7,6	10,2	82,2	1,95	1,89
13,4	2,0	84,6	1,10	1,09	7,4	10,5	82,1	2,00	1,93
13,2	2,3	84,5	1,12	1,11	7,2	10,8	82,0	2,05	1,98
13,0	2,6	84,4	1,14	1,13	7,0	11,1	81,9	2,11	2,03
12,8	2,8	84,4	1,15	1,14	6,8	11,3	81,9	2,18	2,10
12,6	3,1	84,3	1,17	1,16	6,6	11,6	81,8	2,24	2,15
12,4	3,4	84,2	1,19	1,18	6,4	11,9	81,7	2,31	2,22
12,2	3,7	84,1	1,21	1,19	6,2	12,2	81,6	2,39	2,29
12,0	4,0	84,0	1,23	1,21	6,0	12,5	81,5	2,46	2,36
11,8	4,3	83,9	1,25	1,23	5,8	12,8	81,4	2,55	2,44
11,6	4,5	83,9	1,27	1,25	5,6	13,0	81,4	2,64	2,52
11,4	4,8	83,8	1,30	1,28	5,4	13,3	81,3	2,74	2,62
11,2	5,1	83,7	1,32	1,30	5,2	13,6	81,2	2,84	2,71
11,0	5,4	83,6	1,34	1,32	5,0	13,9	81,1	2,95	2,81
10,8	5,7	83,5	1,37	1,35	4,8	14,2	81,0	3,08	2,94
10,6	6,0	83,4	1,40	1,37	4,6	14,5	80,9	3,21	3,06
10,4	6,3	83,3	1,42	1,39	4,4	14,8	80,8	3,35	3,18
10,2	6,5	83,3	1,45	1,42	4,2	15,0	80,8	3,52	3,34
10,0	6,8	83,2	1,48	1,45	4,0	15,3	80,7	3,70	3,50
9,8	7,1	83,1	1,51	1,48	3,8	15,6	80,6	3,90	3,70
9,6	7,4	83,0	1,54	1,50	3,6	15,9	80,5	4,10	3,90
9,4	7,7	82,9	1,57	1,53	3,4	16,2	80,4	4,35	4,12
9,2	8,0	82,8	1,61	1,57	3,2	16,5	80,3	4,60	4,35
9,0	8,2	82,8	1,65	1,60	3,0	16,8	80,2	4,93	4,65

Потери тепла с уходящими газами  $q_2$  при сжигании бензина можно под-  
считать по формуле

$$q_2 = 0,01 (t_{y.r} - t_{в}) Z \% . \quad (XX.1)$$

Значения величины  $Z$  для бензина приведены в табл. 81. Потери тепла вслед-  
ствие неполного сгорания бензина можно подсчитать по формуле

$$q_3 = \frac{45CO + 40H_2 + 13CSH_4}{CO_2 + CO + CH_4} \% . \quad (XX.2)$$

#### ТОПЛИВО ДЛЯ РЕАКТИВНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ

В реактивных двигателях применяют несколько более тяжелое жидкое  
топливо, соответствующее по пределам выкипания керосину (топливо Т-1 и  
ТС-1), а также топливо расширенного состава, включающее бензиновые фрак-  
ции Т-2, и несколько утяжеленное жидкое топливо Т-5 и термостабильное  
Т-6 и Т-7. Топливо рассматриваемых видов начинает кипеть при более  
высокой температуре, чем бензин, и выкипает при 250—315°.

Теплота сгорания (низшая) топлива для воздушно-реактивных двигателей 10 250—10 300 ккал/кг, т. е. на 50—100 ккал ниже теплоты сгорания бензина; жаропроизводительность ( $t'_{\max}$ ) около 2090°;  $\text{CO}_{2\max}$  около 15,2%.

Потери тепла с уходящими газами можно подсчитать по формуле (XX.1). Значения величины  $Z$  — средние между приведенными в табл. 81 и 82. Потери тепла вследствие химической неполноты сгорания определяются по формуле

$$q_3 = \frac{47\text{CO} + 40\text{H}_2 + 130\text{CH}_4}{\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4} \quad (\text{XX.3})$$

По этой формуле можно также определить потери тепла с уходящими газами и вследствие неполноты сгорания керосина, используемого в тракторных двигателях.

Таблица 81

Значения величины  $Z$  для бензина при температуре уходящих газов от 100 до 300° С

Содержание в продуктах сгорания $\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4$ , %	$Z$	Содержание в продуктах сгорания $\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4$ , %	$Z$	Содержание в продуктах сгорания $\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4$ , %	$Z$	Содержание в продуктах сгорания $\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4$ , %	$Z$
14,8	4,00	12,2	4,64	9,6	5,66	7,0	7,45
14,6	4,03	12,0	4,70	9,4	5,76	6,8	7,52
14,4	4,07	11,8	4,77	9,2	5,88	6,6	7,80
14,2	4,12	11,6	4,83	9,0	6,00	6,4	8,05
14,0	4,17	11,4	4,91	8,8	6,13	6,2	8,30
13,8	4,22	11,2	5,00	8,6	6,26	6,0	8,55
13,6	4,27	11,0	5,08	8,4	6,39	5,8	8,80
13,4	4,32	10,8	5,16	8,2	6,52	5,6	9,10
13,2	4,37	10,6	5,24	8,0	6,65	5,4	9,40
13,0	4,42	10,4	5,32	7,8	6,78	5,2	9,70
12,8	4,47	10,2	5,40	7,6	6,92	5,0	10,00
12,6	4,52	10,0	5,48	7,4	7,08		
12,4	4,58	9,8	5,57	7,2	7,26		

Таблица 82

Значения величины  $Z$  для дизельного топлива при температуре уходящих газов от 100 до 300° С

Содержание в продуктах сгорания $\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4$ , %	$Z$	Содержание в продуктах сгорания $\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4$ , %	$Z$	Содержание в продуктах сгорания $\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4$ , %	$Z$	Содержание в продуктах сгорания $\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4$ , %	$Z$
15,4	3,95	12,6	4,65	9,8	5,78	7,0	7,75
15,2	4,00	12,4	4,72	9,6	5,89	6,8	7,95
15,0	4,02	12,2	4,78	9,4	6,00	6,6	8,17
14,8	4,05	12,0	4,85	9,2	6,11	6,4	8,40
14,6	4,10	11,8	4,92	9,0	6,23	6,2	8,65
14,4	4,15	11,6	5,00	8,8	6,34	6,0	8,90
14,2	4,20	11,4	5,06	8,6	6,46	5,8	9,20
14,0	4,25	11,2	5,13	8,4	6,60	5,6	9,50
13,8	4,30	11,0	5,20	8,2	6,75	5,4	9,85
13,6	4,35	10,8	5,28	8,0	6,90	5,2	10,20
13,4	4,40	10,6	5,36	7,8	7,10	5,0	10,50
13,2	4,46	10,4	5,47	7,6	7,25		
13,0	4,52	10,2	5,57	7,4	7,40		
12,8	4,58	10,0	5,67	7,2	7,55		

## ТОПЛИВО ДЛЯ ДИЗЕЛЕЙ

В качестве топлива для автотранспортных и быстроходных дизелей используют тяжелые дистилляты, выкипающие при температуре до 350°. Для тихоходных дизелей можно применять также легкий мазут, получаемый после отгонки из нефти бензинового, керосинового и газойлевого дистиллятов. В дизелях, в отличие от карбюраторных двигателей, не применяют искровое зажигание, и топливо-воздушная смесь зажигается вследствие самовоспламенения при сжатии. Поэтому для дизелей целесообразно использовать топливо со сравнительно низкой температурой самовоспламенения, т. е. углеводороды того строения, которое является наименее желательным при использовании топлива в карбюраторных двигателях с искровым зажиганием. Иными словами, для дизелей оптимальным горючим являются парафины нормального строения с большим числом групп  $\text{CH}_2$ , а также циклические и ароматические углеводороды с большими боковыми парафиновыми цепями и соответственно большим числом групп  $\text{CH}_2$ . Оптимальные для применения в карбюраторных двигателях изопарафиновые углеводороды разветвленного строения и ароматические углеводороды мало пригодны для использования в дизелях.

В качестве эталона для оценки дизельного топлива используют цетан, т. е. алкан нормального строения с 16 атомами углерода и 14 группами  $\text{CH}_2$  в молекуле  $\text{CH}_3-(\text{CH}_2)_{14}-\text{CH}_3$ , и вводят термин цетановое число. Цетановое число нормального цетана равно 100, а цетановое число самовоспламеняющегося при высокой температуре ароматического углеводорода метилнафталина  $\text{C}_{11}\text{H}_{10}$  принимают равным нулю.

Тяжелые дистилляты, используемые в качестве дизельного топлива, содержат несколько меньше водорода по сравнению с бензином и керосином и обладают в соответствии с этим более низкой теплотой сгорания.

Жаропроизводительность дизельного топлива составляет около 2100°.

$\text{RO}_{2\text{max}}$  дизельного топлива различных марок колеблется от 15,4 до 15,6%.

В табл. 83 приведены округленные данные о составе продуктов сгорания дизельного топлива при различных значениях коэффициентов избытка воздуха  $\alpha$  и разбавления сухих продуктов сгорания  $h$ . Потери тепла с уходящими газами при сжигании дизельного топлива можно подсчитать по формуле (XX.1).

Значения величины  $Z$  приведены в табл. 82.

### Подсчет 1.

При сжигании топлива для дизелей получены продукты сгорания следующего состава:  $\text{RO}_2 = 5,02$ ;  $\text{O}_2 = 14,20$ ;  $\text{N}_2 = 80,78$ . Температура уходящих газов 222°, температура воздуха 22°. Определить потери тепла с уходящими газами.

По расчетной табл. 82 при содержании в продуктах сгорания 5,0  $\text{RO}_2$  величина  $Z$  равна 10,5. Следовательно, по формуле (XX.1) потери тепла с уходящими газами равны

$$q_2 = 0,01 (222 - 22) \cdot 10,5 = 21,0\%.$$

*Примечание.* Интересно отметить, что в книге проф. Н. В. Петровского [129] для данных условий потери тепла на основе состава топлива подсчитаны равными 16,3%. Проверка показала, что при подсчете по сложной методике была допущена описка, при исправлении которой потери тепла с уходящими газами равны не 16,3, а 20,8% [6, стр. 134].

Уменьшение потерь тепла вследствие снижения температуры уходящих газов и долю использования тепла сжигаемого дизельного топлива в котлах-утилизаторах можно определить по формуле

$$\Delta q = 0,01 (t_1 - t_2) \cdot Z\%, \quad (\text{XX.4})$$

где  $t_1$  — температура уходящих газов до котла-утилизатора;  $t_2$  — то же, после котла.

Таблица 83

Состав и теплотехнические характеристики продуктов полного сгорания дизельного топлива

Содержание, %			Коэффициент разбавления сухих продуктов сгорания $h$	Коэффициент избытка воздуха $\alpha$	Содержание, %			Коэффициент разбавления сухих продуктов сгорания $h$	Коэффициент избытка воздуха $\alpha$
CO <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>			CO <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>		
15,4	0,0	84,6	1,00	1,00	10,0	7,4	82,5	1,54	1,51
15,2	0,2	84,6	1,01	1,01	9,8	7,7	82,5	1,57	1,54
15,0	0,5	84,5	1,02	1,02	9,6	7,9	82,5	1,60	1,57
14,8	0,8	84,4	1,04	1,04	9,4	8,2	82,4	1,64	1,60
14,6	1,1	84,3	1,05	1,05	9,2	8,5	82,3	1,68	1,64
14,4	1,4	84,2	1,07	1,07	9,0	8,8	82,2	1,71	1,67
14,2	1,6	84,2	1,08	1,08	8,8	9,0	82,2	1,75	1,70
14,0	1,9	84,1	1,10	1,10	8,6	9,3	82,1	1,79	1,74
13,8	2,2	84,0	1,11	1,10	8,4	9,6	82,0	1,83	1,78
13,6	2,5	83,9	1,13	1,12	8,2	9,8	82,0	1,88	1,83
13,4	2,7	83,9	1,15	1,14	8,0	10,1	81,9	1,93	1,88
13,2	3,0	83,8	1,16	1,15	7,8	10,4	81,8	1,98	1,92
13,0	3,3	83,7	1,18	1,17	7,6	10,7	81,7	2,03	1,97
12,8	3,6	83,6	1,20	1,19	7,4	10,9	81,7	2,08	2,02
12,6	3,8	83,6	1,22	1,21	7,2	11,2	81,6	2,14	2,07
12,4	4,1	83,5	1,24	1,22	7,0	11,5	81,5	2,20	2,13
12,2	4,4	83,4	1,26	1,23	6,8	11,7	81,5	2,26	2,19
12,0	4,6	83,4	1,28	1,26	6,6	12,0	81,4	2,33	2,25
11,8	4,9	83,3	1,30	1,28	6,4	12,3	81,3	2,40	2,32
11,6	5,2	83,2	1,33	1,31	6,2	12,5	81,3	2,48	2,39
11,4	5,5	83,1	1,35	1,33	6,0	12,8	81,2	2,56	2,47
11,2	5,7	83,1	1,37	1,35	5,8	13,1	81,1	2,65	2,54
11,0	6,0	83,0	1,40	1,38	5,6	13,4	81,0	2,75	2,64
10,8	6,3	82,9	1,42	1,39	5,4	13,7	80,9	2,85	2,74
10,6	6,6	82,8	1,45	1,42	5,2	14,0	80,8	2,96	2,85
10,4	6,8	82,8	1,48	1,45	5,0	14,2	80,8	3,08	2,97
10,2	7,1	82,7	1,51	1,48					

## Подсчет 2.

Определить, сколько процентов потенциального тепла дизельного топлива используется в котле-утилизаторе, установленном за двигателем. Температура уходящих газов двигателя перед котлом-утилизатором 350°, а после котла 150°. В уходящих газах содержится 6,1% CO<sub>2</sub> и 0,5% CO. В теплоутилизационной установке теряется в окружающую среду 10% улавливаемого тепла.

Определяем по табл. 82 величину  $Z$  и подсчитываем по формуле (XX.4) долю тепла, улавливаемую в установке:

$$\Delta q = 0,01 (350 - 150) \cdot 8,17 = 16,34 \approx 16,3\%.$$

Определяем долю тепла дизельного топлива, используемую для производства пара в котле-утилизаторе  $q_{\text{пара}}$  с учетом потерь тепла в окружающую среду

$$q_{\text{пара}} = \frac{\Delta q (100 - 10)}{100} = 16,3 \cdot 0,9 = 14,7\%.$$

Потери тепла вследствие химической неполноты сгорания дизельного топлива [6] можно подсчитать по формуле

$$q_3 = \frac{48\text{CO} + 41\text{H}_2 + 135\text{CH}_4}{\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4} \% \quad (\text{XX.5})$$

## ТЕПЛОТА СГОРАНИЯ ЖИДКОГО ТОПЛИВА

Жидкое топливо нефтяного происхождения обладает высокой теплотворной способностью. Низшая теплота сгорания легкого жидкого топлива (табл. 84) находится в пределах 10 000—10 400 ккал/кг.

Т а б л и ц а 84

Соотношение теплоты сгорания и плотности жидкого топлива при 15,5° [130, 131]

Низшая теплота сгорания, ккал/кг	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Низшая теплота сгорания, ккал/кг	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Низшая теплота сгорания, ккал/кг	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Низшая теплота сгорания, ккал/кг	Плотность, г/см <sup>3</sup>
10 000	0,922	10 120	0,881	10 230	0,845	10 320	0,811
10 020	0,916	10 140	0,876	10 240	0,840	10 330	0,806
10 040	0,910	10 150	0,870	10 260	0,835	10 340	0,802
10 050	0,904	10 170	0,865	10 270	0,830	10 360	0,797
10 070	0,898	10 180	0,860	10 280	0,825	10 370	0,793
10 090	0,893	10 200	0,855	10 300	0,820	10 380	0,788
10 110	0,887	10 210	0,850	10 310	0,815	10 390	0,784

## Глава XXI

### МАЗУТ

Мазут, или нефтяные остатки, получаемые в процессе переработки нефти, применяются для отопления паровых котлов и промышленных печей.

Увеличение ресурсов котельно-печного топлива в СССР осуществляется в основном за счет природного газа и мазута. Поэтому повышение эффективности использования мазута является делом большой государственной важности.

Повышению эффективности использования мазута способствуют следующие мероприятия.

1. Обеспечение полноты сгорания мазута и устранение сажеобразования. При этом наряду с экономией топлива устраняется загрязнение воздушного бассейна копотью, сажей и окисью углерода.

2. Уменьшение излишнего избытка воздуха в продуктах сгорания путем поддержания оптимальной вязкости мазута, применения прогрессивных типов форсунок, оснащения котельных и печных установок газоанализаторами и систематического контроля процесса горения.

3. Снижение температуры уходящих газов путем применения рекуператоров, воздухонагревателей, экономайзеров, использование тепла продуктов сгорания, отводимых из промышленных печей и котлов, в сушилках и других низкотемпературных установках.

Последнее положение особенно существенно при работе на малосернистом мазуте.

Пути оптимального применения мазута определяются его составом и свойствами, зависящими от состава исходной сырой нефти, глубины ее переработки и характера технологического процесса на нефтеперерабатывающих заводах.

В мазут переходит большая часть нефтяной смолы, содержащейся в сырой нефти.

Содержание водорода в мазуте ниже, чем в сырой нефти, а углерода выше. Мазут характеризуется большей сернистостью, чем сырая исходная нефть. Значительно выше также плотность и вязкость мазута, что вызывает необходимость его разогрева и осложняет применение мазута в небольших установках.

В соответствии с ГОСТ 10585-63 нефтеперерабатывающая промышленность производит следующие сорта мазута.

**М а з у т ф л о т с к и й**, предназначен для судовых котлов, а также газовых турбин и двигателей. Он представляет собой смесь собственно мазута, т. е. нефтяных остатков, с нефтяными дистиллятами. Вследствие этого его плотность и вязкость значительно ниже, чем у других сортов мазута.

Флотский мазут марки Ф5 характеризуется условной вязкостью<sup>1</sup>, при температуре 50° не превышающей 5° ВУ. Он состоит из 60—70% мазута, получаемого при прямой перегонке сернистой нефти, и 30—40% газойля прямой перегонки. По ГОСТ допускается добавление до 22% керосиново-газойлевых фракций каталитического или термического крекинга. Сернистость мазута Ф5 ограничивается довольно высоким пределом — 2%.

Флотский мазут марки Ф12 имеет условную вязкость не более 12° ВУ при температуре 50°. В его состав входит 60—70% мазута, получаемого в процессе прямой перегонки малосернистой нефти, 10—12% газойлевых фракций (черного солярового масла) и 20—30% крекинг-остатков [127].

**М а з у т т о п о ч н ы й** (котельное топливо) состоит из тяжелых крекинг-остатков, иногда в смеси с мазутом, получаемым в процессе прямой перегонки нефти. Он выпускается трех марок — 40, 100 и 200.

Топочный мазут марки 40 характеризуется условной вязкостью не более 40° ВУ при температуре 50°, что соответствует 8° ВУ при 80°. Определение при этой температуре является более удобным для оценки вязкого топлива и оно включено в ГОСТ.

Мазут средней вязкости марки 40 предназначен для использования в судовых котлах, небольших котельных установках и в промышленных печах.

Топочный мазут марки 100 должен обладать условной вязкостью не более 100° ВУ при температуре 50°, что соответствует условной вязкости 15,5° ВУ при 80°. Этот показатель как более удобный для определения нормируется и включен в ГОСТ.

Топочный мазут марки 100 предназначен в основном для сжигания в крупных стационарных котлах.

Наиболее вязкий мазут марки 200 с условной вязкостью до 200° ВУ при 50° и 6,5—9,5° ВУ при 100° поставляют только крупным потребителям по трубопроводам непосредственно с нефтеперерабатывающих заводов.

Содержание серы в малосернистом топочном мазуте по ГОСТ не должно превышать 0,5%, в сернистом мазуте 2,0% и высокосернистом 3,5%. Для мазута, производимого из некоторых высокосернистых нефтей, допускается содержание серы до 4,3%.

**Т о п л и в о д л я м а р т е н о в с к и х п е ч е й** марки МП по своим характеристикам близко к малосернистому топочному мазуту марки 100.

Технические условия на мазут различных марок в соответствии с ГОСТ 10585-63 и 14298-69 даны в табл. 85.

Приводим некоторые характеристики мазута, вырабатываемого за рубежом.

В США выпускают нефтяное топливо № 4, предназначенное для использования без предварительного нагрева и состоящее обычно из смеси мазута и газойля. Вязкость этого топлива при температуре 37,8° не более 3,7° ВУ.

<sup>1</sup> Вязкость условная выражается в градусах ВУ (°ВУ).



Таблица 85

Технические условия на мазут

Показатели	Мазут флотский Ф5	Мазут флотский Ф12	Мазут топочный 40	Мазут топочный 100	Мазут топочный 200	Топливо для мар- тенов- ских пе- чей МП
Вязкость условная в °ВУ, не более:						
при 50°	5,0	12,0	—	—	—	—
при 80°	—	—	8,0	15,5	—	8,0—16,0
при 100°	—	—	—	—	6,5—9,5	—
Вязкость динамическая в лз, не более:						
при 10°	17,0	—	—	—	—	—
при 0°	27,0	—	—	—	—	—
Зольность в %, не более	0,1	0,1	0,15	0,15	0,3	0,3
Содержание механических примесей в %, не более	0,1	0,15	1,0	2,5	2,5	1,5
Содержание воды в %, не более	1,0	1,0	2,0	2,0	1,0	1,0
Содержание водорастворимых кислот и щелочей	Отсутствуют					
Содержание серы в %, не более	2,0	0,8	0,5 * <sup>1</sup> 2,0 * <sup>2</sup> 3,5 * <sup>3</sup>	0,5 * <sup>1</sup> 2,0 * <sup>2</sup> 3,5 * <sup>3</sup>	0,5 * <sup>1</sup> 2,0 * <sup>2</sup> 3,5 * <sup>3</sup>	0,5 1,5
Содержание сероводорода	Отсутствует	Не нормируется				
Содержание смолистых веществ в %, не более	50	50	—	—	—	—
Коксуемость в %, не менее	—	—	—	—	—	8
Температура вспышки в °С, не ниже:						
при определении в закрытом тигле	80	90	—	—	—	—
при определении в открытом тигле	—	—	90	110	140	110
Температура застывания в °С, не выше	—5	—8	+10	+25	+36	+25
Температура застывания топлива из высокопарафиновых нефтей в °С, не выше	—	—	+25	+42	+42	—
Теплота сгорания низшая в пересчете на сухое топливо (небраковочная) в ккал/кг	9870	9870	9700 * <sup>4</sup> 9550 * <sup>3</sup>	9650 * <sup>4</sup> 9500 * <sup>3</sup>	9600 * <sup>4</sup> 9400 * <sup>3</sup>	9650 * <sup>1</sup> 9600 * <sup>2</sup>
Плотность при 20° в г/см <sup>3</sup> , не более	—	—	—	1,015	—	1,015

\*<sup>1</sup> Для малосернистого.\*<sup>2</sup> Для высокосернистого.\*<sup>3</sup> Для сернистого.\*<sup>4</sup> Для малосернистого и сернистого.

Температура вспышки в закрытом тигле не ниже 54°, застывания не выше —7°; содержание воды — до 0,5%, золы — до 0,1%, серы — не ограничено.

Для котельных установок в США выпускают мазут марок № 5 и № 6.

Вязкость топлива № 5 не более 11° ВУ при 50°, температура вспышки в закрытом тигле не ниже 54°; содержание воды — до 1%, золы — до 0,1%.

Вязкость топлива № 6 не более 12° ВУ при температуре 50°; температура вспышки в закрытом тигле не ниже 65°; содержание воды — до 2% [127].

В ФРГ выпускают тяжелое жидкое топливо (мазут) марки S, иногда с примесью тяжелого газойля. Оно характеризуется плотностью около 0,96 г/см<sup>3</sup> при 15°, вязкостью около 28° ВУ при температуре 5° (3,5° ВУ при температу-

ре застывания  $+20^{\circ}$ ), температуре вспышки в закрытом тигле до  $120^{\circ}$ . Содержание воды — до 0,2%, осадка — 0,1%, золы — 0,02% и серы — 2,0%.

**Состав мазута.** Элементарный состав горючей массы мазута (табл. 86) зависит в основном от соотношения в нем углерода и водорода, определяемого глубиной переработки нефти и содержанием в ней серы [121, 127, 132].

Таблица 86

Элементарный состав горючей массы мазута, %

Мазут	H <sup>r</sup>	C <sup>r</sup>	S <sup>r</sup>	O <sup>r</sup> + N <sup>r</sup>
Малосернистый флотский Ф12 . . . . .	12,1	87,0	0,3	0,6
Малосернистый топочный Т40 . . . . .	11,2	87,4	0,5	0,9
Малосернистый крекинг-мазут топочный Т200 . . . . .	10,3	87,7	0,3	1,7
Сернистый флотский Ф5 . . . . .	12,2	85,8	1,7	0,3
Сернистый топочный . . . . .	10,8	87,7	0,7	0,8
Сернистый крекинг-мазут топочный Т100 . . . . .	10,2	87,1	1,7	1,0
Сернистый крекинг-мазут топочный Т200 . . . . .	9,7	89,1	0,6	0,6
Высокосернистый топочный Т40 . . . . .	10,6	86,1	2,8	0,5
Высокосернистый топочный Т100 . . . . .	10,3	86,3	2,8	0,6
Высокосернистый топочный Т200 . . . . .	9,6	86,5	3,2	0,7

**Плотность мазута.** В стандарте на мазут фиксируется плотность при  $20^{\circ}$ . С повышением температуры на  $1^{\circ}$  плотность мазута снижается приблизительно на 0,05%. Плотность мазута, получаемого при прямой перегонке нефти, обычно находится в пределах от 0,88 до 0,95 г/см<sup>3</sup> при  $20^{\circ}$  [121].

Значительно выше плотность товарного топочного мазута, в особенности высоковязкого. Плотность мазута, поставляемого электростациями, обычно составляет 0,94—1,02 г/см<sup>3</sup>, возрастая с увеличением вязкости топлива [133]. В табл. 87 приводятся примерные данные по плотности (при  $20^{\circ}$ ) мазута различных марок и содержанию водорода в горючей массе. Плотность мазута в значительной степени определяет ход процесса отделения содержащейся в нем воды путем отстаивания.

Таблица 87

Плотность топочного мазута и содержание в нем водорода

Марка мазута	Плотность мазута при $20^{\circ}$ , г/см <sup>3</sup>	Содержание водорода в горючей массе, %
Т40	0,94—0,99	10,6—11,0
Т100	0,98—1,01	10,0—10,8
Т200	1,00—1,06	9,6—10,3

Плотность мазута и других нефтепродуктов определяют посредством ареометров, гидростатических весов или пикнометров.

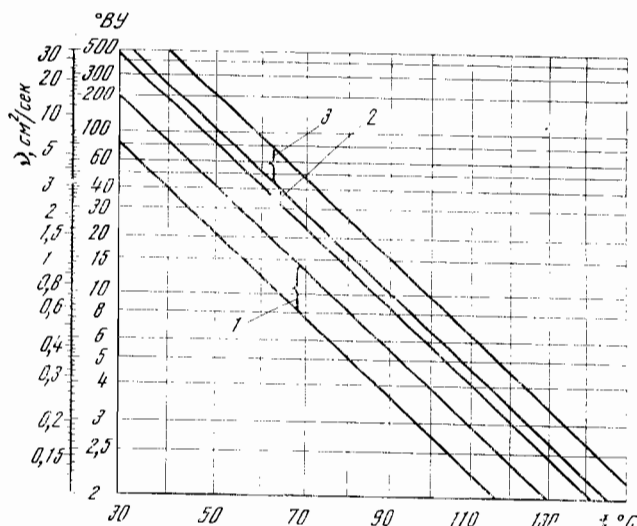
**Вязкость мазута.** Вязкость, или внутреннее трение, жидкости представляет собой способность среды оказывать сопротивление относительному перемещению своих слоев.

Условной вязкостью, нормируемой в стандартах на мазут и дизельное топливо, называется отношение времени истечения 200 мл топлива при заданной температуре ко времени истечения равного объема дистиллированной воды при  $20^{\circ}$ .

Вязкость мазута возрастает с увеличением содержания в нем смолы и тяжелых фракций углеводородов.

Рис. 22. Вязкостно-температурные характеристики мазутов:

- 1 — мазут М-40;  
2 — мазут М-100;  
3 — мазут М-200



В сопоставимых условиях, т. е. при выработке из того же сырья, вязкость мазута тесно взаимосвязана с его плотностью. Первостепенное значение она имеет для определения круга его потребителей.

При перекачивании и сжигании мазута его вязкость необходимо поддерживать на уровне 1,5—3° ВУ в зависимости от типа применяемых форсунок и других условий [133, 134]. Поэтому вязкий мазут приходится разогревать. Снижение условной вязкости топочного мазута марок 40, 100 и 200 при его разогреве показано на рис. 22.

Трудности, связанные с необходимостью поддержания заданной температуры вязкого мазута, затрудняют его применение в небольших установках и требуют точного поддержания оптимальной вязкости. Особенно важно точно поддерживать заданную вязкость при сжигании мазута с малым избытком воздуха и минимальным сажеобразованием. Так, при сжигании топочного мазута марки 100 в котлах при  $\alpha$  порядка 1,02—1,04 мазут подогревают приблизительно до 130°, чтобы его вязкость соответствовала 2,5° ВУ [134].

Сжигание мазута марки S (ФРГ) с минимальным сажеобразованием было достигнуто при поддержании вязкости топлива 1,5° ВУ. При этом отклонение температуры мазута на  $\pm 10^\circ$  от оптимальной (70° для марки S) приводило к увеличению в 2—3 раза содержания сажи в продуктах сгорания.

Вязкость флотского мазута определяют по ГОСТ 6258-52 при температуре 50°, топочного мазута марок 40 и 100 при 80°, а марки 200 при 100°.

Проф. З. И. Геллер рекомендует для определения вязкости мазута вискозиметр Генглера, основанный на фиксации времени движения шарика, катящегося внутри наклонной трубки, заполненной мазутом [121].

**Температура застывания.** Температура застывания мазута в значительной степени зависит от состава исходной нефти. У нефтяных остатков, получаемых в процессе перегонки высокопарафиновой нефти, температура застывания обычно выше, чем у остатков, получаемых при перегонке нефти с высоким содержанием нафтеновых и ароматических углеводородов при той же степени отгонки дистиллятов.

Согласно ГОСТ 10585-63, температура застывания мазута марки 40 из высокопарафиновой нефти может на 15° превышать температуру застывания мазута, выработанного из других нефтей. Температура застывания мазута обычно возрастает с увеличением его плотности и вязкости.

Взаимосвязь температуры застывания и вязкости иллюстрируется следующими нормативными требованиями:

Вязкость условная (в °ВУ) при 50°	5	12	40	100	200
Температура застывания, °С . . .	—5	—8	+10	+25	+36

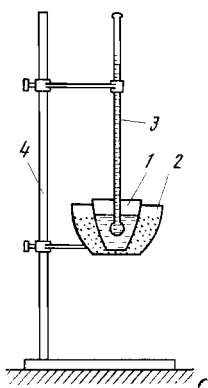


Рис. 23. Схема прибора для определения температуры вспышки и воспламенения жидкого топлива:

1, 2 — тигли; 3 — термометр; 4 — штатив

**Температура вспышки и воспламенения.** Мазут, застывающий при высокой температуре и обладающий высокой вязкостью, приходится разогревать при его транспортировке и использовании. При этом во избежание пожарной опасности необходимо контролировать температуру вспышки и воспламенения.

Температурой вспышки называется температура, при которой пары нагреваемого нефтепродукта образуют с окружающим воздухом смесь, вспыхивающую при поднесении к ней пламени.

Температура вспышки резко снижается при попадании в нефтепродукт хотя бы весьма малого количества легких углеводородов с низкой температурой вспышки.

Рассматриваемая характеристика не является аддитивной величиной и практически характеризуется температурой вспышки наиболее легкого компонента.

Температуру вспышки определяют по стандартным методам в открытых или закрытых тиглях.

Поскольку в закрытых тиглях пары, образующиеся при нагревании нефтепродукта, не удаляются в окружающее пространство, концентрация паров нефтепродукта в смеси с воздухом, при которой происходит их вспышка, достигается при нагреве до более низкой температуры.

Различие между температурой вспышки, определяемой в открытом и закрытом тиглях, составляет от 20 до 60°.

При низкой температуре вспышки нефтепродукта ее определяют обычно в закрытых, а при высокой — в открытых тиглях.

В соответствии с ГОСТ температура вспышки мазута различных марок должна быть не ниже 80—140° (см. табл. 85).

Температурой воспламенения называется температура, при которой нагреваемый в стандартных условиях нефтепродукт загорается при поднесении к нему пламени и горит в течение по меньшей мере 5 сек.

Температура вспышки и воспламенения в открытом тигле определяется в соответствии с ГОСТ 4333-48 следующим образом.

Мазут наливают в стальной тигель высотой 47 мм, диаметром сверху 64 и внизу 36 мм, так, чтобы его уровень был ниже края тигля на 12 мм. Тигель с мазутом 1 устанавливают в полусферовидный стальной тигель 2, высота которого 45 мм и диаметр по верху 100 мм с прокаленным песком (рис. 23).

Между тиглями 1 и 2 должен быть слой песка толщиной 5—8 мм. Уровень песка во внешнем тигле должен быть на 12 мм ниже края внутреннего тигля. Тигель 2 ставят на кольцо внутренним диаметром 80 мм, закрепленное на штативе, и устанавливают термометр 3 так, чтобы шарик ртути находился на равном расстоянии от дна тигля и поверхности мазута. (На рис. 23 термометр зажат в лапке штатива. Удобнее подвешивать его к лапке штатива, что позволяет быстро вынуть термометр из тигля при воспламенении испытуемого нефтепродукта.)

Наружный тигель (песчаную баню) нагревают на газовой горелке так, чтобы температура мазута повышалась на 10 град/мин, а за 40° до ожидаемой температуры вспышки — на 4 град/мин. За 10 мин до ожидаемой температуры вспышки на высоте 10—14 мм от поверхности мазута медленно проводят по краю тигля пламя зажигательного приспособления, выполненного из стеклянной или металлической трубки с диаметром выходного отверстия для газа 1 мм. Длина пламени должна быть 3—4 мм. Время продвижения трубки над тиглем 2—3 сек. Повторно проводят пламя при повышении температуры мазута на каждые 2°.

Температуру вспышки фиксируют при появлении синего пламени над поверхностью нагреваемого мазута. Для определения температуры воспламенения продолжают нагрев мазута со скоростью 4 град/мин.

Температуру воспламенения фиксируют в момент, когда мазут при поднесении к нему пламени загорается и горит не менее 5 сек. По окончании определения термометр вынимают и тигель закрывают крышкой, чтобы погасить пламя.

Расхождение между двумя параллельными определениями не должно превышать 4° при температуре вспышки до 150° и 6° — при более высокой температуре вспышки.

Расхождение в определении температуры воспламенения должно быть не более 6°.

**Содержание серы в мазуте.** В мазуте обычно содержится на 25—50% больше серы, чем в исходной сырой нефти.

Топочный мазут подразделяют на малосернистый, содержащий до 0,5% серы; сернистый, характеризуемый содержанием серы от 0,5 до 2,0%, и высокосернистый, содержащий от 2,0 до 3,5% серы. В отдельных случаях при переработке высокосернистой нефти электростанциям поставляют мазут с содержанием серы до 4,3%.

При сжигании топлива сера сгорает с образованием  $\text{SO}_2$ . Однако при наличии избыточного кислорода в продуктах сгорания часть  $\text{SO}_2$  окисляется до  $\text{SO}_3$ , взаимодействующей с  $\text{H}_2\text{O}$  с образованием  $\text{H}_2\text{SO}_4$ .

Содержащийся в минеральной массе нефти ванадий каталитически воздействует на процесс окисления  $\text{SO}_2$  до  $\text{SO}_3$ . В связи с этим интересно отметить, что пятиокись ванадия ( $\text{V}_2\text{O}_5$ ) широко используют на сернокислотных заводах в качестве катализатора в процессе получения  $\text{SO}_3$  из  $\text{SO}_2$  по контактному методу.

Окислы серы, в особенности  $\text{SO}_3$ , сильно корродируют металл. Поэтому содержание серы в топливе для мартеновских печей согласно ГОСТ 10585-63 не должно превышать 0,5%. Аналогичные требования предъявляют к жидкому топливу, применяемому для отопления нагревательных и термических печей металлургических и машиностроительных заводов.

При использовании мазута в котельных установках следует считаться с тем, что температура уходящих газов должна быть выше их точки росы, во избежание образования конденсата, корродирующего хвостовые поверхности нагрева котлов.

При сжигании малосернистого мазута точка росы определяется температурой конденсации водяных паров, содержащихся в продуктах сгорания, с учетом их парциального давления.

При сжигании мазута в продуктах сгорания содержится не более 12% водяного пара. При парциальном давлении порядка 0,10 *атм* водяной пар конденсируется при температуре около 40°, что практически не лимитирует температуру отводимых из котельной установки продуктов сгорания.

Иное положение при сжигании сернистого и в особенности высокосернистого мазута. В этих случаях точка росы продуктов сгорания обуславливается температурой конденсации не водяного пара, а паров серной кислоты и определяется температурой порядка 140—150°. Это превышает температуру дымовых газов, с которой их целесообразно отводить из современных котельных установок, исходя из возможностей использования тепла уходящих газов в воздухонагревателях и водяных экономайзерах.

Повышение температуры дымовых газов на 20° снижает к.п.д. котлов на 1—1,5% в связи с увеличением потерь тепла с уходящими газами.

Вместе с тем повышение температуры уходящих газов не позволяет полностью устранить сернокислотную коррозию металла вследствие возможности локального сплинения температуры дымовых газов, соприкасающихся с хвостовыми поверхностями нагрева, и капельной конденсации  $\text{H}_2\text{SO}_4$ .

При работе на сернистом и в особенности высокосернистом мазуте необходимо также считаться с загрязнением воздушного бассейна городов окислами серы и в особенности парами серной кислоты. Во избежание этого приходится сооружать высокие дымовые трубы, удорожающие стоимость топливно-использующих установок, и в некоторых случаях даже ограничивать мощность электростанций, сооружаемых с расчетом работы на высокосернистом мазуте.

Основным методом снижения содержания  $\text{SO}_3$  в продуктах сгорания сернистого мазута является его сжигание с минимальным избытком воздуха, предотвращающим окисление  $\text{SO}_2$  в  $\text{SO}_3$ .

Возможность сжигания мазута без образования сажи и других продуктов неполного сгорания ( $\text{CO} = 0,0$ ) при коэффициенте избытка воздуха порядка 1,03 в небольших форсунках с воздушным распыливанием была показана еще тридцать лет назад [135, 136]. В современной технике широко осуществляют сжигание мазута в мощных форсунках различного типа с коэффициентом избытка воздуха порядка 1,02—1,04 [133, 134].

В целях уменьшения коррозии и снижения точки росы продуктов сгорания прибегают также к связыванию окислов серы, содержащихся в продуктах сгорания, магнезитом и другими присадками или путем введения в газозоход котлоагрегата (в зону с температурой продуктов сгорания 190—200°) аммиака в количестве до 0,07% от веса сжигаемого мазута. При этом происходит нейтрализация серного ангидрида с образованием сернокислого аммония



Коренным решением вопроса может явиться очистка мазута от серы с последующей утилизацией извлеченной серы или ее соединений.

Для этой цели предложены следующие методы.

1. Выделение из мазута асфальтенов, смол и других серусодержащих соединений с использованием их в химической технологии [119].

2. Гидрогенизационная десульфация с использованием выделяемого сероводорода для производства серной кислоты или элементарной серы [128].

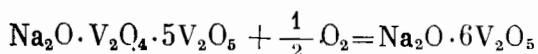
3. Газификация сернистого жидкого топлива с переводом серы в сероводород и использованием  $\text{H}_2\text{S}$ .

**Содержание золы в мазуте.** Содержание в мазуте минеральной массы, образующей при его сгорании золу, составляет всего 0,1—0,4%. Однако, несмотря на такое малое ее содержание, она существенно сказывается на характеристиках мазута. Зола отлагается на поверхностях нагрева котлов, уменьшает теплопередачу, что снижает к.п.д. вследствие повышения температуры уходящих газов. Необходимость очистки котлов от отложений золы осложняет и удорожает их эксплуатацию.

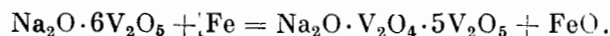
Значительная часть минеральной массы мазута приходится на долю ванадия. Ванадий содержится в нефтяных смолах и асфальтенах, являющихся также основными серусодержащими компонентами мазута. Поэтому мазут, получаемый при переработке высокосмолистой и асфальтеновой нефти, характеризуется одновременно высоким содержанием серы и ванадия, катализирующего образования  $\text{SO}_3$  из  $\text{SO}_2$ .

Таким образом, ванадий промотирует низкотемпературную коррозию металла при работе котлов на сернистом мазуте. Помимо этого, ванадий обуславливает коррозию металла при более высоких температурах (порядка 600—700°) в связи с образованием кислотного окисла  $\text{V}_2\text{O}_5$ .

Ванадиевая коррозия возрастает при содержании в золе окислов натрия вследствие возможности образования комплексных соединений типа  $\text{Na}_2\text{O} \cdot \text{V}_2\text{O}_4 \cdot \text{V}_2\text{O}_5$ , отлагающихся на поверхностях нагрева пароперегревателей котлоагрегатов и лопатках газовых турбин. При взаимодействии с кислородом происходит окисление  $\text{V}_2\text{O}_4$  до  $\text{V}_2\text{O}_5$



с последующим восстановлением  $\text{V}_2\text{O}_5$  до  $\text{V}_2\text{O}_4$  за счет окисления железа



Согласно ГОСТ 10585-63, зольность флотского мазута не должна превышать 0,1%, топочного мазута марок 40 и 100—0,15%, а топочного мазута 200 и топлива для мартеновских печей — 0,3%.

Зольность мазута определяют по ГОСТ 1461-59.

Сущность анализа заключается в сжигании навески мазута при помощи фитиля из бумажного обеззоленного фильтра и прокаливании полученного остатка до постоянной массы.

**Содержание воды в мазуте.** Содержание в мазуте воды заметно сказывается на его теплоте сгорания. Каждый процент влаги снижает теплоту сгорания мазута примерно на 100 ккал, из которых около 94 ккал обусловлено уменьшением содержания горючей массы топлива и 6 ккал — расходом тепла на испарение 1% воды.

Вместе с тем наличие влаги затрудняет сжигание мазута вследствие возможности образования пробок воды, прерывающих равномерную подачу топлива к форсункам и осложняющих эксплуатацию котлов.

При отстаивании мазута происходит отделение влаги. Однако в тяжелых и вязких мазутах это отделение осуществляется с большими трудностями. Поэтому было предложено мазут с высоким содержанием влаги сжигать в виде мазуто-водной эмульсии, создаваемой путем перемешивания мазута с водой острым паром или пропускания обводненного мазута через эмульгаторы.

По ГОСТ-10585-63 содержание воды в мазуте ограничивается 1—2%. Однако при водном транспорте мазута или его разогреве острым паром в топочном мазуте марок 40 и 100, а также в топливе для мартеновских печей допускается содержание влаги до 5%.

Содержание воды в мазуте определяют по ГОСТ-2477-65 объемным методом.

Сущность определения заключается в отгоне содержащейся в мазуте воды из смеси мазута с обезвоженным и профильтрованным растворителем. В качестве растворителя используют лигроин тракторный и бензин для резиновой промышленности.

**Содержание механических примесей в мазуте.** Содержание механических примесей во флотском мазуте не должно превышать 0,1—0,15%, в топочном мазуте марки 40—1% и в мазуте прочих марок — 2,5%.

Определение содержания механических примесей в мазуте производят по ГОСТ 6370-59.

**Транспорт и хранение мазута.** Мазут транспортируют по трубопроводам, в судах, железнодорожных и автомобильных цистернах.

При транспортировке высоковязкого мазута необходимо предусматривать условия его разогрева с целью снижения вязкости до уровня, обеспечивающего возможность перекачки и слива.

Широко распространенные методы разогрева мазута острым паром, т. е. путем пропуска пара через дырчатые змеевики или патрубки, приводят к значительному обводнению мазута. Так, при разогреве мазута в железнодорожных цистернах острым паром расход пара составляет примерно 100 кг на 1 т топлива, а содержание воды в мазуте достигает 10%. Во избежание этого рекомендуется применять для перевозки мазута цистерны, нижняя часть которых снабжена паровыми рубашками [133].

Особенно нежелательно применение острого пара для разогрева тяжелого мазута, отстаивание которого от воды практически невозможно. Наиболее тяжелый и вязкий мазут марки 200 в соответствии с ГОСТ 10585-63 разрешается транспортировать только по трубопроводам.

Для хранения мазута на электростанциях и в крупных котельных установках сооружают железобетонные резервуары сборной конструкции. Для разогрева топлива применяют циркуляционный метод, основанный на прокачивании мазута через поверхностный нагреватель, установленный вблизи от резервуара. Из внешнего подогревателя мазут возвращают в нижнюю часть резервуара [121].

За рубежом при хранении мазута в небольших емкостях во избежание возможной утечки топлива и загрязнения грунтовых вод применяют резервуары с двойными стенками и автоматической сигнализацией о проникновении топлива в пространство между стенками резервуара.

Для уменьшения отложений осадков в резервуарах и снижения загрязнения поверхностей нагрева котлов при сжигании мазута предложено добавлять к мазуту присадки ВНИИ-НП-102 или 103 в количестве около 0,2 %.

**Теплота сгорания мазута.** Теплота сгорания горючей массы мазута обусловлена в основном соотношением водорода и углерода, а также содержанием серы, кислорода и азота.

Содержание в мазуте нефтяных смол и асфальтенов с пониженным соотношением Н : С и высоким содержанием S и О соответственно снижает теплоту сгорания мазута. Вследствие этого теплота сгорания высоковязкого тяжелого мазута с повышенным содержанием смол и асфальтенов обычно ниже таковой легкого мазута (см. табл. 85).

В табл. 88 приводятся примерные значения нижней теплоты сгорания горючей массы мазута в зависимости от его плотности при 15,5° по данным Бюро стандартов США, а также  $CO_{2max}$  продуктов сгорания малосернистого мазута. Высшая теплота сгорания горючей массы мазута на 550—650 ккал превышает низшую теплоту сгорания.

Таблица 88

Теплота сгорания, плотность и  $CO_{2max}$  малосернистого мазута (при 15,5°)

Низшая теплота сгорания, ккал/кг	Плотность, г/см <sup>3</sup>	$CO_{2max}$ , %	Низшая теплота сгорания, ккал/кг	Плотность, г/см <sup>3</sup>	$CO_{2max}$ , %
9500	1,070	16,55	9790	0,986	16,08
9530	1,060	16,50	9810	0,979	16,05
9560	1,052	16,46	9840	0,972	16,01
9590	1,044	16,41	9860	0,966	15,97
9620	1,037	16,37	9880	0,959	15,94
9650	1,030	16,33	9900	0,953	15,90
9670	1,022	16,29	9920	0,946	15,86
9690	1,014	16,25	9940	0,940	15,83
9720	1,007	16,21	9960	0,934	15,80
9740	1,000	16,17	9980	0,928	15,77
9770	0,993	16,12	10000	0,922	15,73

Значения нижней теплоты сгорания горючей массы мазута различных марок указаны в табл. 85. Средняя теплота сгорания мазута с различным содержанием влаги, а также жаропроизводительность и другие теплотехнические характеристики приведены в табл. 89.

Теплоту сгорания мазута определяют в калориметрической бомбе или подсчитывают по формуле Д. И. Менделеева.

**Жаропроизводительность и другие теплотехнические характеристики мазута.** Жаропроизводительность безводного мазута в абсолютно сухом воздухе  $t_{max}$  составляет около 2150°, при этом жаропроизводительность мало меняется при изменении элементарного состава топлива в пределах, характерных для мазута.

При учете содержания в воздухе 1 % влаги по массе жаропроизводительность мазута  $t'_{max}$  около 2110° [6]. Содержание 1 % влаги в мазуте снижает его жаропроизводительность всего лишь на 3°.

Повысить температуру горения мазута можно путем подогрева воздуха до температуры порядка 500° и путем применения обогащенного кислородом воздуха. При этом, естественно, необходимо считаться с эндотермическим процессом диссоциации продуктов сгорания при высокой температуре, рассмотренным в гл. IX.

При повышении содержания  $O_2$  в воздухе до 50 % расчетная температура горения достигает 2600°. При сжигании в атмосфере чистого кислорода расчетная температура горения мазута превышает 2800°.



Таблица 89

## Состав и теплотехнические характеристики мазута

Мазут	Состав горючей массы, %					Теплотехнические характеристики				
	S <sup>r</sup>	C <sup>r</sup>	H <sup>r</sup>	O <sup>r</sup> + N <sup>r</sup>	RO <sub>2max</sub> , %	содержание в рабочем топливе, %		теплотворная способность Q <sub>Н</sub> <sup>p</sup> , ккал/кг	жаропроизводительность t <sub>max</sub> , °C	отношение объемов сухих и влажных продуктов сгорания B
						WP	AP			
Малосернистый	0,5	88,4	10,4	0,7	16,5	0	0,3	9600	2110	0,88
						3	0,3	9300	2100	0,88
						6	0,3	9000	2090	0,88
						9	0,3	8700	2080	0,88
Высокосернистый	3,0	86,2	10,3	0,5	16,5	0	0,3	9500	2110	0,88
						3	0,3	9200	2100	0,88
						6	0,3	8900	2090	0,88
						9	0,3	8600	2080	0,88

Примечание. Жаропроизводительность  $t_{max}$  дана с учетом содержания в воздухе 1% влаги. Теплотворная способность  $P$ , отнесенная к 1 нм<sup>3</sup> сухих продуктов сгорания, равна примерно 960 ккал/нм<sup>3</sup>, а теплотворная способность  $R$ , отнесенная к 1 нм<sup>3</sup> влажных продуктов горения мазута, — примерно 840 ккал/нм<sup>3</sup>.

Объем воздуха, необходимый для сгорания мазута в стехиометрических условиях, составляет 10,1—10,3 нм<sup>3</sup>/кг.

При этом получают 10,9—11,1 нм<sup>3</sup> продуктов сгорания  $V_{\Sigma}^0$ , в том числе ~1,6 нм<sup>3</sup> RO<sub>2</sub>, 8—8,1 нм<sup>3</sup> N<sub>2</sub> и 1,2—1,4 нм<sup>3</sup> водяного пара.

Максимальная энтальпия продуктов сгорания  $R$  равна примерно 840 ккал/нм<sup>3</sup>, а максимальная энтальпия сухих продуктов сгорания  $P$ , т.е.  $Q_H$ : ( $V_{RO_2} + V_{N_2}^0$ ), составляет около 960 ккал/нм<sup>3</sup>.

Отношение объемов сухих и влажных продуктов сгорания ( $B = V_{с.г.}^0 : V_{\Sigma}^0$ ) приблизительно равно 0,88.

RO<sub>2max</sub> флотского мазута порядка 16,2%, топочного мазута марки 40 — около 16,3%, топочного мазута марки 100 и 200 — порядка 16,4—16,5%, высоковязких крекинг-остатков — 16,5—16,7%.

В среднем для топочного мазута можно принять значение величины RO<sub>2max</sub> порядка 16,5%.

Теплоемкость мазута возрастает с уменьшением его плотности и повышением температуры. Округленно теплоемкость мазута в температурном интервале от 50 до 100° можно принять равной 0,5 ккал/кг·град.

Коэффициент теплопроводности флотского мазута около 0,10, а топочного мазута — порядка 0,11 ккал/м·ч·град.

**Определение эффективности использования мазута.** В табл. 90 приведен состав сухих продуктов полного сгорания легкого мазута при различном разбавлении продуктов сгорания воздухом. Аналогичные данные для топочного мазута с RO<sub>2max</sub> около 16,5% приведены в табл. 91. Пользуясь этими таблицами, можно оценить правильность анализа продуктов сгорания и определить значение коэффициентов избытка воздуха  $\alpha$  и коэффициента разбавления сухих продуктов сгорания  $h$  [6].

## Подсчет 1.

Состав продуктов сгорания тяжелого топочного мазута: RO<sub>2</sub> — 10,2%, O<sub>2</sub> — 8,0%. Определить коэффициент избытка воздуха  $\alpha$ .

По табл. 91 для продуктов сгорания данного состава находим  $\alpha = 1,58$ .

Таблица 90

Состав и теплотехнические характеристики продуктов полного сгорания легкого мазута (малосернистого и высокосернистого) в зависимости от содержания в них  $RO_2$

Состав сухих продуктов сгорания, %			$h$	$\alpha$	Калориметрическая температура горения $t_{\text{кал}}, ^\circ\text{C}$	Состав сухих продуктов сгорания, %			$h$	$\alpha$	Калориметрическая температура горения $t_{\text{кал}}, ^\circ\text{C}$
$RO_2$	$O_2$	$N_2$				$RO_2$	$O_2$	$N_2$			
16,0	0,0	84,4	1,00	1,00	2100	11,4	6,0	82,6	1,40	1,38	1600
15,8	0,3	83,9	1,01	1,01	2080	11,2	6,3	82,5	1,43	1,41	1570
15,6	0,5	83,9	1,03	1,03	2050	11,0	6,6	82,4	1,45	1,43	1550
15,4	0,8	83,8	1,04	1,04	2030	10,8	6,8	82,4	1,48	1,46	1520
15,2	1,1	83,7	1,05	1,05	2020	10,6	7,1	82,3	1,51	1,48	1500
15,0	1,3	83,7	1,07	1,07	2000	10,4	7,4	82,2	1,54	1,51	—
14,8	1,6	83,6	1,08	1,08	1980	10,2	7,6	82,2	1,57	1,54	—
14,6	1,8	83,6	1,10	1,10	1950	10,0	7,9	82,1	1,60	1,57	—
14,4	2,1	83,5	1,11	1,10	1930	9,8	8,1	82,1	1,63	1,60	—
14,2	2,4	83,4	1,13	1,12	1910	9,6	8,4	82,0	1,67	1,64	—
14,0	2,6	83,4	1,14	1,13	1890	9,4	8,7	81,9	1,70	1,67	—
13,8	2,9	83,3	1,16	1,15	1860	9,2	8,9	81,9	1,74	1,70	—
13,6	3,2	83,2	1,18	1,17	1840	9,0	9,2	81,8	1,78	1,74	—
13,4	3,4	83,2	1,19	1,18	1820	8,8	9,5	81,7	1,82	1,78	—
13,2	3,7	83,1	1,21	1,20	1800	8,6	9,7	81,7	1,86	1,82	—
13,0	3,9	83,1	1,23	1,22	1780	8,4	10,0	81,6	1,90	1,86	—
12,8	4,2	83,0	1,25	1,24	1750	8,2	10,2	81,6	1,95	1,90	—
12,6	4,5	82,9	1,27	1,26	1730	8,0	10,5	81,5	2,00	1,95	—
12,4	4,7	82,9	1,29	1,27	1710	7,8	10,8	81,4	2,05	2,00	—
12,2	5,0	82,8	1,31	1,29	1690	7,6	11,0	81,4	2,10	2,05	—
12,0	5,3	82,7	1,33	1,31	1670	7,4	11,3	81,3	2,16	2,10	—
11,8	5,5	82,7	1,35	1,33	1650	7,2	11,5	81,3	2,22	2,16	—
11,6	5,8	82,6	1,38	1,36	1620	7,0	11,8	81,2	2,28	2,22	—

## Подсчет 2.

В результате анализа продуктов сгорания топочного мазута получены следующие данные:  $RO_2$  — 10,6%,  $O_2$  — 9,5%. Определить коэффициент разбавления сухих продуктов сгорания  $h$ .

Согласно данным табл. 91, при наличии в продуктах сгорания мазута 10,6%  $RO_2$  в них должно содержаться не 9,5, а всего лишь около 7,5%  $O_2$ .

Из табл. 19 видно, что при содержании в продуктах полного сгорания топлива 10,6%  $RO_2$  и 9,5%  $O_2$   $RO_{2\text{max}}$  равно около 19,4%, что превышает  $RO_{2\text{max}}$  мазута примерно на 3%. В соответствии с этим следует провести повторный анализ продуктов сгорания.

При сжигании мазута в надлежащих условиях потери тепла вследствие механической неполноты сгорания, обусловленной сажеобразованием, незначительны и составляют величину порядка 0,2%, что лежит в пределах точности подсчета к.п.д. топливоиспользующих установок.

В соответствии с этим коэффициент использования топлива можно подсчитать по формуле

$$\text{к.и.т.} = 100 - (q_2 + q_3)\% \quad (\text{XXI.1})$$

В тех случаях, когда потери тепла в окружающую среду  $q_5$  невелики и могут быть определены по графикам в зависимости от производительности установки, как это делается, например, при испытаниях паровых котлов, по обратному балансу можно определить не только коэффициент использования топлива, но и коэффициент полезного действия установок

$$\text{к.п.д.} = 100 - (q_2 + q_3 + q_5)\% \quad (\text{XXI.2})$$

Таблица 91

Состав и теплотехнические характеристики продуктов полного сгорания тяжелого мазута (малосернистого и высокосернистого) в зависимости от содержания в них  $RO_2$

Состав сухих продуктов сгорания, %			$h$	$\alpha$	Калориметрическая температура горения $t_{\text{кал}}, ^\circ\text{C}$	Состав сухих продуктов сгорания, %			$h$	$\alpha$	Калориметрическая температура горения $t_{\text{кал}}, ^\circ\text{C}$
$RO_2$	$O_2$	$N_2$				$RO_2$	$O_2$	$N_2$			
16,5	0,0	83,5	1,00	1,00	2100	10,2	8,0	81,8	1,61	1,58	—
16,3	0,3	83,4	1,01	1,01	2080	10,0	8,3	81,7	1,65	1,61	—
16,0	0,6	83,4	1,03	1,03	2040	9,8	8,5	81,7	1,68	1,64	—
15,8	0,9	83,3	1,05	1,05	2020	9,6	8,8	81,6	1,72	1,68	—
15,6	1,2	83,2	1,06	1,06	2000	9,4	9,0	81,6	1,75	1,71	—
15,4	1,4	83,2	1,07	1,07	1980	9,2	9,3	81,5	1,79	1,75	1350
15,2	1,7	83,1	1,08	1,08	1970	9,0	9,5	81,5	1,83	1,79	—
15,0	1,9	83,1	1,10	1,09	1960	8,8	9,8	81,4	1,87	1,82	—
14,8	2,2	83,0	1,11	1,10	1940	8,6	10,0	81,4	1,92	1,87	—
14,6	2,4	83,0	1,13	1,12	1910	8,4	10,3	81,3	1,97	1,92	—
14,4	2,7	82,9	1,15	1,14	1890	8,2	10,5	81,3	2,00	1,95	—
14,2	2,9	82,9	1,16	1,15	1870	8,0	10,8	81,2	2,06	2,00	1200
14,0	3,2	82,8	1,18	1,17	1850	7,8	11,0	81,2	2,12	2,06	—
13,8	3,4	82,8	1,20	1,19	1830	7,6	11,3	81,1	2,17	2,10	—
13,6	3,7	82,7	1,21	1,20	1820	7,4	11,6	81,0	2,23	2,16	—
13,4	4,0	82,6	1,23	1,22	1800	7,2	11,8	81,0	2,29	2,22	—
13,2	4,2	82,6	1,25	1,24	1780	7,0	12,1	80,9	2,35	2,28	—
13,0	4,5	82,5	1,27	1,25	1750	6,8	12,3	80,9	2,42	2,35	—
12,8	4,7	82,5	1,29	1,27	1730	6,6	12,6	80,8	2,50	2,42	—
12,6	5,0	82,4	1,31	1,29	1710	6,4	12,8	80,8	2,58	2,50	1000
12,4	5,2	82,4	1,33	1,31	1700	6,2	13,0	80,8	2,66	2,57	—
12,2	5,5	82,3	1,35	1,33	1680	6,0	13,3	80,7	2,75	2,66	—
12,0	5,7	82,3	1,37	1,35	1660	5,8	13,6	80,6	2,84	2,74	—
11,8	6,0	82,2	1,40	1,38	1640	5,6	13,9	80,5	2,95	2,85	—
11,6	6,2	82,2	1,42	1,40	1620	5,4	14,1	80,5	3,06	2,95	—
11,4	6,5	82,1	1,45	1,42	1600	5,2	14,4	80,4	3,18	3,06	—
11,2	6,7	82,1	1,48	1,45	1580	5,0	14,6	80,4	3,30	3,18	—
11,0	7,0	82,0	1,50	1,47	1550	4,8	14,9	80,3	3,44	3,30	—
10,8	7,2	82,0	1,53	1,50	1520	4,6	15,1	80,3	3,58	3,44	—
10,6	7,5	81,9	1,55	1,52	—	4,4	15,4	80,2	3,74	3,59	—
10,4	7,8	81,8	1,58	1,55	—	4,2	15,6	80,2	3,92	3,76	—
						4,0	15,9	80,1	4,12	3,95	—

Потери тепла с уходящими газами  $q_2$  и вследствие химической неполноты сгорания  $q_3$  требуют определения состава и температуры уходящих газов. При этом подсчет указанных потерь тепла можно вести по различным методам: с привлечением данных о составе и теплоте сгорания сжигаемого топлива или по упрощенной методике на основе обобщенных характеристик топлива, без замеров расхода сжигаемого мазута, отбора средней пробы и определения состава мазута и теплоты сгорания [6].

Проверка сходимости результатов, проведенная энергетическим институтом им. Г. М. Кржижановского, Институтом нефтехимической и газовой промышленности им. И. М. Губкина, Орггрэсом, Ленэнерго и другими организациями, показала, что совпадение результатов лежит в пределах точности применяемых приборов.

На основе проведенных испытаний Орггрэс пришел к выводу, что при работе на жидком и газообразном топливе представляется возможным «точно» проводить сравнительные теплотехнические расчеты и подсчитывать потери

тепла с уходящими газами и от химической неполноты горения, не прибегая во время испытаний к отбору средней пробы топлива, определению его состава и теплоты сгорания» [137].

При подсчетах  $q_2$  и  $q_3$  по упрощенной методике можно пользоваться универсальными формулами, приведенными в первой части книги, или более простыми локальными формулами с коэффициентами, подсчитанными для определенного вида топлива. По мнению автора, при определении эффективности использования мазута удобнее применять локальные формулы и составленные для мазута расчетные таблицы.

Потери тепла с уходящими газами можно определить по формуле

$$q_2 = 0,01/t_{y.g} - t_v/Z\%. \quad (XXI.3)$$

Значения величины  $Z$  для продуктов сгорания флотского мазута приведены в табл. 92, а для топочного мазута — в табл. 93.

Располагаемое тепло продуктов сгорания определяют по формуле

$$q_{расп} = 0,01 \cdot t \cdot Z\%. \quad (XXI.4)$$

Табл. 92 и 93 составлены для мазута с содержанием влаги от 0 до 2%. При увеличении содержания влаги в мазуте потери тепла с уходящими газами, подсчитанные по формуле (XXI.3), можно скорректировать путем умножения  $q_2$  на коэффициент, равный 1,005 (при содержании влаги от 5 до 8%); 1,010 (от 8 до 12%); 1,015 (от 12 до 16%).

Практически корректировку целесообразно осуществлять лишь при высоких значениях величины  $q_2$ , порядка 20% и выше, и при содержании в мазуте более 10% воды.

#### Подсчет 3.

При сжигании топочного мазута в трубчатой печи нефтесперерабатывающего завода у перевальной стенки зафиксированы следующие данные: состав продуктов сгорания:  $RO_2$  — 12,2%,  $O_2$  — 5,5%, температура 600°.

Подсчитать располагаемое тепло продуктов сгорания.

Величина  $Z$  по табл. 93 равна 5,40.

В соответствии с этим располагаемое тепло продуктов сгорания равно

$$q_{расп} = 0,01 \cdot 600 \cdot 5,40 = 32,4\%,$$

#### Подсчет 4.

Подсчитать потери тепла с уходящими газами, отводимыми из установки при сжигании топочного мазута.

Состав продуктов сгорания:  $RO_2$  — 10,2%,  $O_2$  — 8,0%.

Температура уходящих газов 220°, температура воздуха 20°.

Проверяем по табл. 19  $RO_{2max}$  продуктов сгорания. Он равен 16,5%, т. е. соответствует  $RO_{2max}$  для мазута.

Находим по табл. 93 величину  $Z$

$$Z = 5,97.$$

$$\text{Отсюда } q_2 = 0,01 \cdot (220 - 20) \cdot 5,97 = 12,0\%.$$

При сжигании мазута в паровых форсунках дополнительное количество тепла, уносимое водяным паром, дуваемым в форсунки, можно подсчитать по формуле

$$q'_2 = \frac{D \cdot C (t_2 - t_1) 100}{Q_H^p} \%, \quad (XXI.5)$$

где

$D$  — количество пара, кг на 1 кг мазута;

$t_1$  — температура дуваемого пара, °C;

$t_2$  — температура уходящих газов, °C;

$C$  — средняя теплоемкость водяного пара (весовая) в температурном интервале от 0° до  $t_2$ , ккал/кг °C;

$Q_H^p$  — пизшая теплота сгорания мазута, ккал/кг.

Таблица 92

Значения величины  $Z$  для легкого (флотского) мазута (в %)

Содержание $RO_2 + CO + CH_4$ в сухих продуктах сгорания, %	Температурный интервал продуктов сгорания, °С							
	0—250	250—350	350—500	500—700	700—900	900—1100	1100—1300	1300—1600
16,0	3,95	4,05	4,10	4,20	4,30	4,40	4,50	4,60
15,8	3,98	4,08	4,13	4,23	4,34	4,44	4,54	4,64
15,6	4,05	4,15	4,20	4,30	4,41	4,51	4,61	4,71
15,4	4,08	4,18	4,24	4,34	4,44	4,54	4,64	4,75
15,2	4,12	4,22	4,27	4,37	4,48	4,58	4,68	4,79
15,0	4,18	4,28	4,34	4,44	4,54	4,65	4,75	4,86
14,8	4,21	4,31	4,37	4,47	4,58	4,69	4,79	4,90
14,6	4,28	4,38	4,44	4,54	4,65	4,76	4,86	4,97
14,4	4,31	4,41	4,47	4,57	4,69	4,80	4,90	5,01
14,2	4,38	4,48	4,54	4,64	4,76	4,87	4,97	5,08
14,0	4,41	4,51	4,58	4,68	4,79	4,90	5,00	5,12
13,8	4,48	4,58	4,64	4,74	4,86	4,98	5,08	5,19
13,6	4,54	4,64	4,71	4,81	4,93	5,05	5,15	5,27
13,4	4,58	4,68	4,75	4,85	4,97	5,08	5,18	5,30
13,2	4,64	4,74	4,81	4,91	5,04	5,16	5,26	5,38
13,0	4,71	4,81	4,88	4,98	5,11	5,23	5,33	5,45
12,8	4,78	4,88	4,95	5,05	5,18	5,30	5,40	5,53
12,6	4,84	4,94	5,02	5,12	5,24	5,34	5,47	5,60
12,4	4,91	5,01	5,09	5,19	5,32	5,44	5,54	5,67
12,2	4,97	5,07	5,15	5,25	5,39	5,52	5,62	5,75
12,0	5,04	5,14	5,22	5,32	5,46	5,59	5,69	5,82
11,8	5,11	5,21	5,29	5,39	5,53	5,66	5,76	5,90
11,6	5,20	5,30	5,39	5,49	5,63	5,77	5,87	6,01
11,4	5,27	5,37	5,46	5,56	5,70	5,84	5,94	6,08
11,2	5,37	5,47	5,56	5,66	5,80	5,95	6,05	6,19
11,0	5,44	5,54	5,63	5,73	5,88	6,02	6,12	6,27
10,8	5,53	5,63	5,73	5,83	5,98	6,13	6,23	6,38
10,6	5,63	5,73	5,83	5,93	6,09	6,24	6,34	6,49
10,4	5,73	5,83	5,94	6,04	6,19	6,34	6,44	6,60
10,2	5,83	5,93	6,04	6,14	6,30	6,45	6,55	6,71
10,0	5,93	6,03	6,14	6,24	6,40	6,56	6,66	6,82
9,8	6,03	6,13	6,24	6,34	6,50	6,67	6,77	6,93
9,6	6,16	6,26	6,38	6,48	6,64	6,81	6,91	7,08
9,4	6,26	6,36	6,48	6,58	6,75	6,92	7,02	7,19
9,2	6,39	6,49	6,62	6,72	6,89	7,06	7,16	7,34
9,0	6,53	6,63	6,75	6,85	7,03	7,21	7,31	7,49
8,8	6,66	6,76	6,86	6,99	7,17	7,35	7,45	7,63
8,6	6,79	6,89	7,02	7,12	7,31	7,50	7,60	7,78
8,4	6,92	7,02	7,16	7,26	7,45	7,64	7,74	7,93
8,2	7,09	7,19	7,33	7,43	7,62	7,82	7,92	8,12
8,0	7,25	7,35	7,44	7,54	7,80	8,00	8,10	8,30
7,8	7,41	7,51	7,67	7,77	7,97	8,18	8,28	8,48
7,6	7,58	7,68	7,84	7,94	8,15	8,36	8,46	8,67
7,4	7,78	7,88	8,04	8,14	8,36	8,57	8,67	8,89
7,2	7,97	8,07	8,24	8,34	8,57	8,78	8,88	9,11
7,0	8,17	8,27	8,45	8,55	8,78	8,88	9,10	9,33

Т а б л и ц а 93

Значения величины  $Z$  для тяжелого (топочного) мазута ( $RO_2 \text{ max} \approx 16,5\%$ )

Содержание $RO_2 + CO + CH_4$ в продуктах сгорания	Температурный интервал продуктов сгорания, ° С							
	0—250	250—350	350—500	500—700	700—800	800—1100	1100—1300	1300—1600
16,5	3,95	4,00	4,05	4,17	4,28	4,38	4,48	4,58
16,3	4,00	4,05	4,10	4,22	4,32	4,42	4,53	4,62
16,0	4,05	4,10	4,14	4,27	4,37	4,47	4,58	4,66
15,8	4,10	4,14	4,18	4,32	4,42	4,52	4,63	4,72
15,6	4,14	4,18	4,22	4,37	4,47	4,57	4,68	4,76
15,4	4,18	4,22	4,27	4,42	4,52	4,62	4,73	4,83
15,2	4,22	4,27	4,32	4,47	4,57	4,67	4,78	4,87
15,0	4,27	4,32	4,37	4,52	4,63	4,74	4,85	4,93
14,8	4,32	4,37	4,42	4,57	4,70	4,80	4,90	4,98
14,6	4,37	4,42	4,47	4,63	4,75	4,85	4,95	5,05
14,4	4,42	4,47	4,52	4,70	4,80	4,90	5,00	5,10
14,2	4,47	4,52	4,57	4,75	4,85	4,95	5,05	5,15
14,0	4,52	4,57	4,63	4,81	4,90	5,00	5,10	5,20
13,8	4,57	4,63	4,70	4,85	4,95	5,05	5,15	5,25
13,6	4,63	4,70	4,75	4,91	5,00	5,10	5,20	5,30
13,4	4,70	4,75	4,81	4,97	5,05	5,15	5,25	5,35
13,2	4,75	4,81	4,88	5,05	5,15	5,25	5,35	5,45
13,0	4,81	4,88	4,96	5,13	5,25	5,35	5,45	5,55
12,8	4,88	4,96	5,05	5,20	5,32	5,42	5,52	5,62
12,6	4,96	5,03	5,10	5,27	5,40	5,50	5,60	5,70
12,4	5,03	5,10	5,17	5,33	5,45	5,55	5,65	5,75
12,2	5,10	5,17	5,25	5,40	5,50	5,60	5,70	5,80
12,0	5,17	5,25	5,33	5,45	5,60	5,70	5,80	5,90
11,8	5,25	5,34	5,40	5,52	5,70	5,80	5,90	6,00
11,6	5,34	5,40	5,43	5,62	5,80	5,90	6,00	6,10
11,4	5,43	5,50	5,56	5,72	5,90	6,00	—	—
11,2	5,52	5,60	5,64	5,82	5,97	6,10	—	—
11,0	5,61	5,68	5,72	5,92	6,05	6,20	—	—
10,8	5,70	5,75	5,80	6,02	6,15	6,30	—	—
10,6	5,79	5,83	5,88	6,13	6,25	6,40	—	—
10,4	5,88	5,92	5,96	6,20	6,35	6,50	—	—
10,2	5,97	6,06	6,05	6,30	6,45	6,60	—	—
10,0	6,05	6,16	6,17	6,40	6,55	6,70	—	—
9,8	6,16	6,27	6,30	6,50	6,65	6,80	—	—
9,6	6,27	6,36	6,40	6,60	6,75	6,90	—	—
9,4	6,40	6,48	6,55	6,75	6,90	7,05	—	—
9,2	6,55	6,65	6,70	6,90	7,05	7,20	—	—
9,0	6,70	6,78	6,85	7,05	7,20	7,35	—	—
8,8	6,85	6,92	7,00	7,20	7,35	7,50	—	—
8,6	7,00	7,08	7,15	7,35	7,50	7,65	—	—
8,4	7,15	7,22	7,30	7,50	7,65	7,80	—	—
8,2	7,30	7,38	7,45	7,65	7,80	8,00	—	—
8,0	7,45	7,52	7,60	7,85	7,95	8,15	—	—
7,8	7,60	7,68	7,75	8,00	8,15	8,35	—	—
7,6	7,75	7,82	7,90	8,20	8,40	8,55	—	—
7,4	7,90	8,00	8,10	8,40	8,60	8,80	—	—
7,2	8,10	8,25	8,35	8,60	8,80	9,00	—	—
7,0	8,35	8,50	8,60	8,80	9,00	9,20	—	—
6,8	8,60	8,75	8,85	9,10	9,25	9,45	—	—
6,6	8,85	9,00	9,10	9,30	9,50	9,75	—	—
6,4	9,10	9,25	9,35	9,55	9,75	10,00	—	—
6,2	9,35	9,50	9,60	9,80	10,00	10,30	—	—
6,0	9,60	9,80	9,90	10,10	10,30	10,60	—	—

Величина  $q'_2$  составляет незначительную часть суммарных потерь тепла с уходящими газами, в особенности с учетом температуры вдуваемого пара. В соответствии с этим теплота сгорания мазута при определении  $q'_2$  может быть округленно принята равной 10 000 ккал/кг, средняя теплоемкость водяного пара 0,5 ккал/кг °С. Расход водяного пара на 1 кг мазута  $D$  определяется по характеристике форсунок. При этом формула приобретает вид

$$q'_2 = \frac{D(t_2 - t_1)}{200} \% . \quad (\text{XXI.6})$$

Теплота нагрева мазута  $q_2$  в процентах к его теплоте сгорания может быть подсчитана по формуле

$$q_2 = \frac{C_{\text{мазут}} \cdot t_{\text{мазут}} \cdot 100}{Q_{\text{H}}^{\text{P}}} \% , \quad (\text{XXI.7})$$

где  $t_{\text{мазут}}$  — температура нагрева мазута, °С;

$C_{\text{мазут}}$  — средняя теплоемкость мазута в интервале температур от 0° до  $t^{\circ}$  ккал/кг °С;

$Q_{\text{H}}^{\text{P}}$  — низшая теплота сгорания мазута, ккал/кг.

Принимая аналогично предыдущему низшую теплоту сгорания мазута равной 10 000 ккал/кг и теплоемкость 0,5 ккал/кг °С, получаем значение

$$q_2 = \frac{0,5 \cdot 100 t_{\text{маз.}}}{10\,000} = \frac{t_{\text{маз.}}}{200} \% ; \quad (\text{XXI.8})$$

$$\Sigma q_2 = q_2 + q'_2 - q''_2 \% . \quad (\text{XXI.9})$$

Подсчет 5.

Подсчитать потери тепла с уходящими газами, отводимыми из котла, при сжигании топочного мазута на основе следующих данных:

а) состав продуктов сгорания  $\text{RO}_2 = 12,2\%$ ,  $\text{O}_2 = 5,5\%$ ,  $\text{CO} = 0,1\%$ ;

б) температура уходящих газов 180°; температура воздуха 30°;

в) мазут сжигается в форсунках с паровым распыливанием; расход пара около 0,2 кг на 1 кг мазута; температура пара 120°;

г) мазут поступает подогретым до температуры 80 °С.

Поскольку в продуктах сгорания содержится незначительное количество CO, проверяем соответствие данных их анализа по табл. 19, после чего продолжаем расчет.

По табл. 93 величина  $Z$  равна 5,07.

Следовательно,

$$q_2 = 0,01 \cdot (180 - 30) \cdot 5,07 = 7,6\% .$$

По формуле (XXI.6)

$$q'_2 = \frac{0,3 \cdot (180 - 120)}{200} = 0,09\% \approx 0,1\% .$$

По формуле (XXI.8)

$$q''_2 = \frac{80}{200} = 0,4\% .$$

Суммарные потери тепла с уходящими газами равны

$$q_2 = q_2 + q'_2 - q''_2 = 7,6 + 0,1 - 0,4 = 7,3\% .$$

Следует отметить, что по формуле (XXI.9) подсчитывают потери тепла по отношению к потенциальному теплу сжигаемого мазута, т. е. к его низшей теплоте сгорания, умноженной на количество сжигаемого топлива. При подсчете потерь тепла по отношению к суммарному теплу, подведенному в топку, т. е. к потенциальному и физическому теплу мазута и физическому теплу нагретого воздуха, подсчет ведут по формулам, приведенным в гл. X, стр. 112.

Потери тепла вследствие химической неполноты сгорания флотского мазута можно подсчитать по формуле

$$q_3 = \frac{50\text{CO} + 40\text{H}_2 + 140\text{CH}_4}{\text{RO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4}, \quad (\text{XXI.10})$$

а при сжигании топочного мазута с более высоким значением величины  $\text{RO}_{2\text{max}}$  по формуле

$$q_3 = \frac{52\text{CO} + 45\text{H}_2 + 145\text{CH}_4}{\text{RO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4}. \quad (\text{XXI.11})$$

По данным В. В. Карпова и Л. М. Цирюльниковой, соотношение  $\text{CO} : \text{H}_2 : \text{CH}_4$  в продуктах неполного сгорания мазута в первом приближении равно  $5 : 2 : 1$  [138]. По другим данным, это соотношение в большей степени сдвинуто в сторону  $\text{CO}$ .

Если содержание  $\text{H}_2$  и  $\text{CH}_4$  не определено, то суммарные потери тепла вследствие химической неполноты сгорания мазута можно приближенно оценить по формуле

$$q_3 = \frac{80\text{CO}}{\text{RO}_2 + \text{CO}} \%. \quad (\text{XXI.12})$$

**Другие виды жидкого топлива для котлов и печей.** Помимо мазута, для отопления котлов и печей применяют сырую нефть и продукты переработки твердого топлива. Однако эти виды топлива используют в народном хозяйстве в гораздо меньшем количестве, чем мазут.

В СССР сжигают ограниченное количество весьма высокосернистой нефти, переработку которой трудно осуществить.

При транспортировке, хранении и сжигании сырой нефти необходимо считаться с ее низкой температурой вспышки, обуславливающей повышенную пожарную опасность.

Так, температура вспышки арланской сырой нефти, стабилизированной путем отгонки 4% наиболее легких углеводородов (отбензиненной), порядка  $45-60^\circ$  при определении в открытом тигле. Содержание серы в этой нефти превышает 3%. Условная вязкость при  $50^\circ$  составляет  $3-8^\circ \text{ВУ}$ .

Жидкое топливо для котлов и печей вырабатывают из сланцев и смолы, получаемой в процессе полукоксования углей.

Условная вязкость сланцевого масла при  $80^\circ$  — от  $3^\circ$  до  $5^\circ \text{ВУ}$ , зольность до 0,3%, содержание серы до 1%, воды — до 2—3%. Температура вспышки не ниже  $65$  и  $80^\circ$ , температура застывания — не выше  $10^\circ$ . Теплота сгорания в бомбе в пересчете на сухое топливо — не ниже  $9300 \text{ ккал/кг}$ .

Наряду с этими видами топлива в качестве жидкого горючего иногда используют смолу, получаемую в процессе коксования каменных углей. Элементарный состав смолы:  $\text{C}^r - 90$ ;  $\text{H}^r - 7$ ,  $\text{S}^r - 1$ ;  $\text{O}^r + \text{N}^r - 2\%$ .

Содержание воды — порядка 5% и золы — 1%. Низшая теплота сгорания  $8500 \text{ ккал/кг}$ , жаропродуктивность около  $2000^\circ$ . Вязкость при  $50^\circ$  около  $25^\circ \text{ВУ}$ . Плотность при  $20^\circ$   $1,04-1,20 \text{ г/см}^3$ .

Смола, получаемая в процессе газификации торфа и бурых углей, содержит 8—10% кислорода. Теплота сгорания этой смолы около  $8000 \text{ ккал/кг}$ , а жаропродуктивность  $\sim 2000^\circ \text{С}$ .



## 4. Газообразное топливо

### Глава XXII

#### СОСТАВ И СВОЙСТВА ГАЗООБРАЗНОГО ТОПЛИВА

##### ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГАЗООБРАЗНОГО ТОПЛИВА

Газообразное топливо обладает рядом важных преимуществ перед другими видами топлива. При сжигании газа не образуется золы. Газ можно сжечь без образования дыма, сажи и других продуктов неполного сгорания. Газ сравнительно легко можно очистить от сернистых соединений и обеспечить квалифицированных потребителей бессернистым топливом, при сжигании которого не образуется  $\text{SO}_2$  и  $\text{SO}_3$ . Городской и внутризаводской транспорт газа значительно удобнее и дешевле, чем твердого и жидкого топлива. Газ с малым содержанием балласта легко зажигается. При работе на газе значительно облегчается запуск и обслуживание топливоиспользующих установок.

Впервые горючий (искусственный) газ начали производить из твердого топлива преимущественно из каменных углей. Искусственный газ обходится значительно дороже исходного твердого топлива. К тому же производство газа связано со значительными капиталовложениями. Поэтому искусственный газ использовался в сравнительно ограниченных пределах в качестве топлива для бытовых потребителей и технологических печей.

Значительное применение в промышленности, преимущественно металлургической, нашли искусственные газы, получаемые в качестве побочного продукта при производстве кокса (коксовый газ) и чугуна (доменный газ).

Доля газа в топливном балансе коренным образом изменилась с открытием крупных месторождений природного газа и развитием нефтяной промышленности, обусловившим появление углеводородных газов: природного, попутного нефтепромыслового, нефтезаводских, сжиженных и других.

В 1900 г. доля естественного, т. е. природного, и попутного нефтепромыслового газов в мировом топливном балансе составляла менее 1%, в 1913 г., предшествовавшем первой мировой войне, — менее 1,5%, в 1938 г., перед второй мировой войной, — 4,8%, а за последние тридцать лет она возросла более чем в три с половиной раза и достигла 17%.

Прогнозируется, что к 1985 г. доля природного газа в мировом топливно-энергетическом балансе составит 25%.

В настоящее время в СССР и ряде зарубежных стран газ широко используется в промышленности и является одним из основных видов топлива.

Важно отметить, что наряду с достоинствами газообразное топливо обладает также рядом существенных недостатков.

1. Природный и большинство искусственных газов сгорают с образованием *малосветящегося факела*. Поэтому передача тепла излучением от факела горящего газа оказывается незначительной, гораздо меньшей, чем от факела жидкого или твердого топлива.

2. Неполноту сгорания газа визуально трудно установить. Поэтому при отсутствии должного контроля сжигание газа может сопровождаться большими потерями тепла вследствие химической неполноты сгорания.

3. Хранение газа в стальных газгольдерах требует весьма крупных металлозатрат, и поэтому такие хранилища строятся с расчетом обеспечивать покрытия лишь суточной неравномерности в потреблении газа. Это обуславливает необходимость в применении резервного топлива и переводе части промышленных потребителей в зимние месяцы, когда потребность в тепле возрастает, с газообразного топлива на жидкое и твердое.

4. Некоторые виды газообразного топлива содержат значительное количество токсичной окиси углерода. В случае утечки такого газа в результате неплотности коммуникаций или погасания горелок возможны тяжелые отравления людей.

5. Газовоздушные смеси весьма взрывоопасны. Проникновение газа в неработающие топki и утечка газа из газопроводов могут привести к серьезным авариям.

Прогрессивные методы использования газа, разработанные и широко внедренные в технику, позволяют ликвидировать или уменьшить влияние перечисленных недостатков газообразного топлива и значительно повысить эффективность его использования.

1. *Малая светимость факела газа* перекрывается излучением раскаленных огнеупоров при сжигании газа по методам беспламенного горения.

На рис. 24 показана излучающая беспламенная горелка, сконструированная и испытанная в Энергетическом институте им. Г. М. Кржижановского.

Газ поступает в горелку по трубе 1, а воздух по трубе 2 в смеситель 3. Из смесителя газовоздушная смесь поступает в камеру 4 и распределяется по туннелям камеры огнеупорного блока 5 со скоростью, превышающей скорость воспламенения, после чего поступает в каналы между огнеупорными насадками 6. Процесс горения осуществляется вблизи от поверхности огнеупорных насадок 6 и вставок 7. Длина рабочей части горелки 360 мм, ширина 100 мм, площадь 0,036 м<sup>2</sup>. Тепловое напряжение поверхности нагрева составляет около 2 300 000 ккал/м<sup>2</sup>·час. Горелка работает нормально при размещении над ней на расстоянии около 100 мм охлаждаемого водой экрана.

На рис. 25 изображена беспламенная панельная горелка конструкции Гипронефтемаш.

Газ поступает в горелку по трубе 1 через сопло 2 со скоростью 200—400 м/сек и инжектирует воздух из атмосферы. При пуске установки количество подсосываемого воздуха регулируют заслонкой 3. Образующаяся газовоздушная смесь поступает по инжектору 4 в металлическую распределительную камеру 5, проходит затем по ниппелям 6 диаметром 4—8 мм и поступает в керамические туннели 7 диаметром 20 мм, в которых осуществляется сжигание газовоздушной смеси. Металлическая распределительная камера 5 теплоизолирована слоем диатомовой крошки 8 от керамических призм 9, образующих огнеупорные туннели 7.

Размеры излучающей поверхности горелок 500 × 500 или 605 × 605 мм. Толщина горелки 230 мм. Число туннелей в одной горелке от 100 до 365.

На рис. 26 показана трубчатая печь со стенами, смонтированными из беспламенных панельных горелок. Печь предназначена для нефтеперерабатывающей и химической промышленности. Теплопроизводительность печи 12 млн. ккал/час. На расстоянии от 600 до 1200 мм от излучающих стен 3 размещены тепловоспринимающие трубы экрана двухсветного облучения 2, по которым движется нагреваемый нефтепродукт.

Тепловой баланс налаженных должным образом трубчатых печей беспламенного горения характеризуется следующими показателями (в %):

Тепло, использованное в установке . . . . .	84
Потери тепла с уходящими газами . . . . .	14
Потери тепла вследствие неполноты сгорания . . . . .	0
Потери тепла в окружающую среду . . . . .	2

Рис. 24. Беспламенная горелка ЭНИН

- 1 — труба для подачи газа;
- 2 — труба для подачи воздуха;
- 3 — смеситель;
- 4 — камера;
- 5 — огнеупорный блок;
- 6 — огнеупорная насадка;
- 7 — огнеупорная вставка

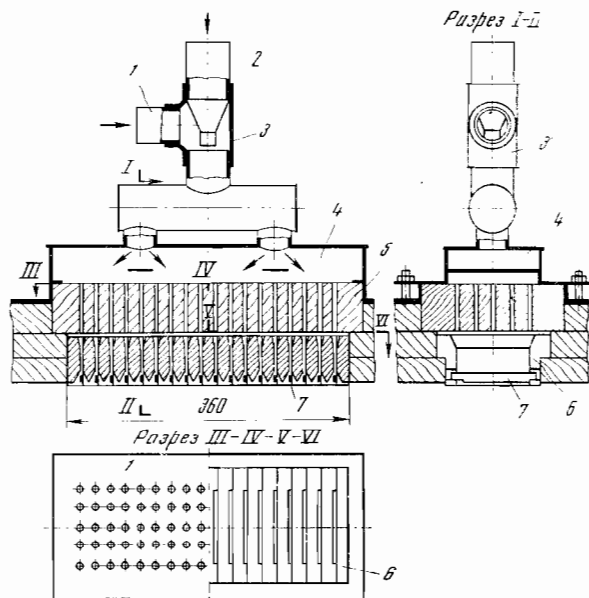
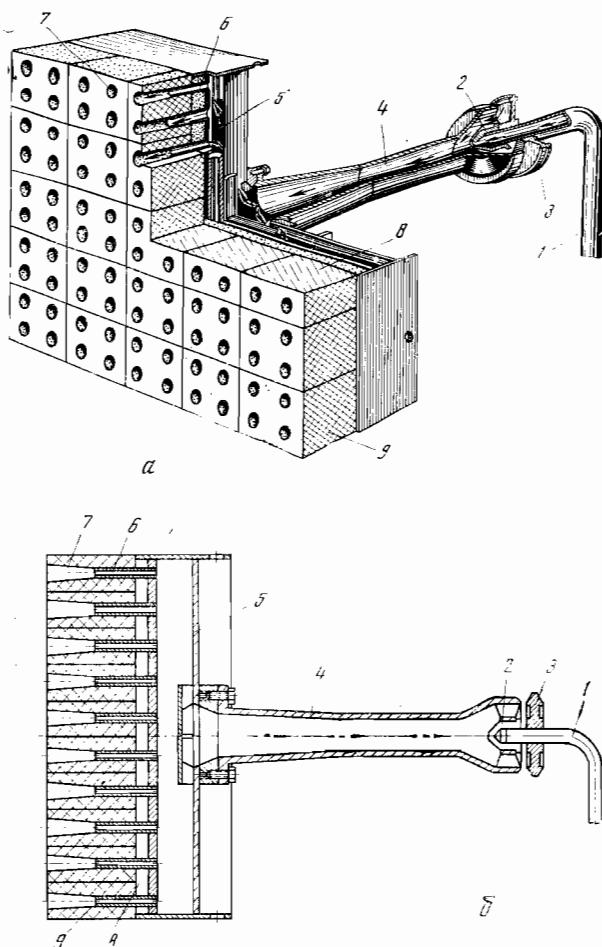


Рис. 25. Беспламенная панельная горелка Гипронефтемаша

- a — внешний вид;
- б — схематически разрез;
- 1 — труба для подачи газа;
- 2 — сопло;
- 3 — заслонка;
- 4 — инжектор;
- 5 — распределительная камера;
- 6 — нишесть;
- 7 — туннель;
- 8 — теплоизоляция;
- 9 — керамические призмы



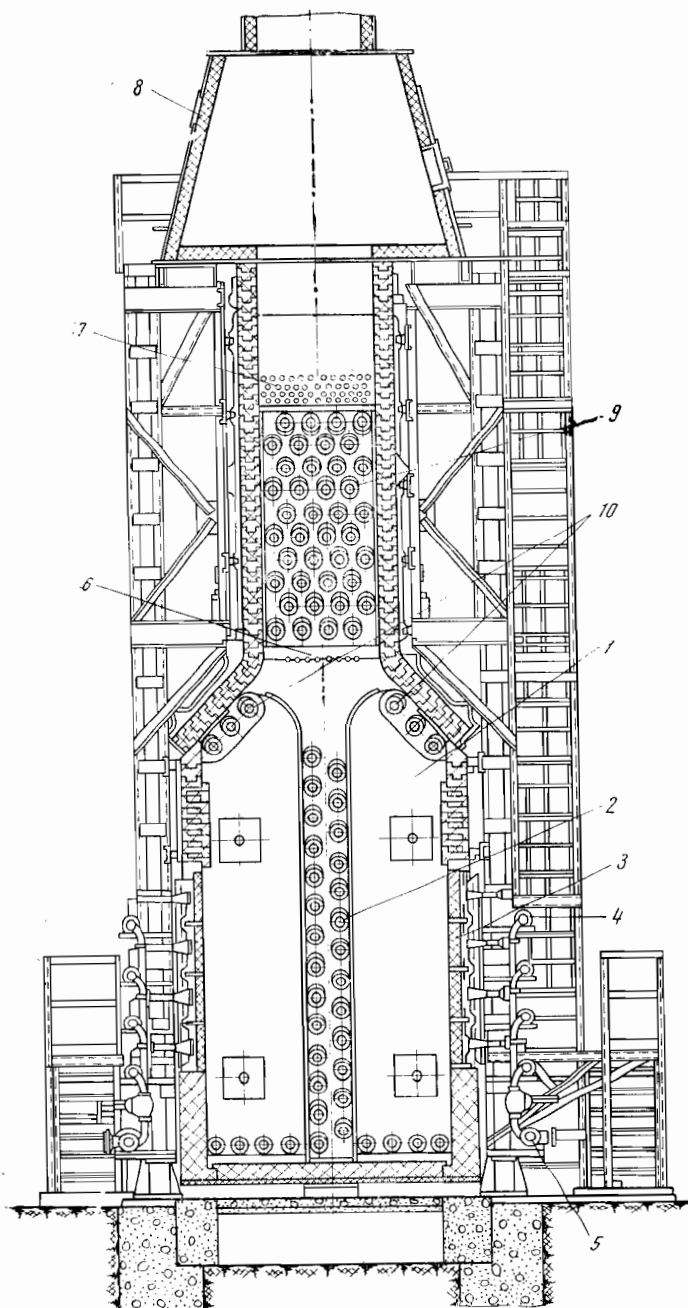


Рис. 26. Трубчатая печь со стенами, смонтированными из панельных беспламенных горелок

- 1 — топка печи;
- 2 — радиационные трубы;
- 3 — излучающая стена из панельных беспламенных горелок;
- 4 — газовый коллектор к ряду горелок;
- 5 — центральный газовый коллектор;
- пароперегреватель котла-утилизатора;
- 7 — котел-утилизатор;
- 8 — дымовая труба;
- 9 — конвективный пучок печи;
- 10 — потолочный экран топки

Из 84% тепла, использованного в печи, около 72% передается путем излучения от раскаленных стен и 12% путем конвекции.

2. Полнота сгорания газа обеспечивается путем применения автоматики, поддерживающей заданное соотношение газа и воздуха.

Постоянство соотношения газа и воздуха достигается при использовании горелок полного предварительного смешения, обладающих авторегулировкой, т. е. сохраняющих оптимальное соотношение газа и воздуха при изменении в определенных пределах нагрузки горелок.

Для контроля полноты сгорания газа созданы хроматографические приборы, позволяющие точно фиксировать содержание в продуктах сгорания горючих компонентов.

3. Неравномерность в потреблении газа компенсируется созданием мощных подземных газохранилищ, позволяющих обеспечить круглогодичное снабжение газом потребителей, перевод которых на резервное топливо является затруднительным.

Сооружение подземных газохранилищ и кольцевание газопроводов обеспечивают бесперебойное питание газом городов и ряда промышленных предприятий и позволяют широко применять в промышленности прогрессивные типы газовых топок и печей, не усложняя конструкцию оборудования требованиями, связанными с возможностью работы на резервных видах топлива.

4. Опасность отравления при использовании газообразного топлива резко уменьшилась благодаря тому, что природные и другие углеводородные газы, доминирующие в современном газовом балансе страны, не содержат токсичной окиси углерода.

5. Для предотвращения взрывов при использовании газа отработаны правила безопасного пуска, останова и эксплуатации топок и печей и созданы приборы, сигнализирующие о проникновении газа в помещение.

Отдельные виды газообразного топлива сильно различаются по своим свойствам и теплотехническим характеристикам. Так, теплота сгорания  $1 \text{ м}^3$  нефтепромыслового газа превосходит примерно в 15 раз теплоту сгорания доменного газа. Водяной, генераторный и доменный газы в отличие от природного газа характеризуются крайней токсичностью. Нормальная скорость распространения пламени коксового газа в несколько раз выше, чем природного.

Различия в физико-химических и теплотехнических характеристиках газообразного топлива обусловлены:

- 1) неодинаковым составом горючих компонентов;
- 2) наличием в газе негорючих балластирующих газ компонентов;
- 3) содержанием в газе вредных примесей.

## ГОРЮЧИЕ КОМПОНЕНТЫ ГАЗООБРАЗНОГО ТОПЛИВА

**Углеводороды.** Они характеризуются высокой объемной теплотой сгорания. Низшая теплота сгорания газообразных углеводородов, содержащихся в технических газах, колеблется от  $8558 \text{ ккал/м}^3$  (метан) до  $34\,900 \text{ ккал/м}^3$  (пентан). Содержание в технических газах углеводородов резко повышает теплоту сгорания газов и в значительной степени обуславливает эффективность их применения для дальнего газоснабжения. В послевоенный период роль углеводородных газов в общем газовом балансе страны возрастает с каждым годом. Особо важное значение имеет метан, составляющий основу природных, нефтепромысловых и большинства нефтезаводских газов.

**Метан** — бесцветный нетоксичный газ без запаха и вкуса. Метан наиболее легкий углеводород:  $1 \text{ м}^3$  весит  $0,717 \text{ кг}$ . Вес метана по отношению к воздуху равен  $0,554$ . При атмосферном давлении метан сжижается при температуре  $-162^\circ$ .

Вследствие содержания  $25\%$  водорода (по весу) метан характеризуется большим различием между высшей (числитель) и низшей (знаменатель) теплотой сгорания (ккал):

1 моль . . . . .	212 860/191 820
1 м <sup>3</sup> . . . . .	9496/8558
1 кг . . . . .	13 200/11 957

Содержание метана в важнейших природных газах колеблется от  $93$  до  $98\%$ . В саратовском газе содержится около  $94\%$   $\text{CH}_4$ , в бухарском —  $97\%$ , в дашавском —  $98\%$  (остальное гомологи метана и азот).

Таким образом, свойства метана практически полностью определяют свойства важнейших природных газов, передаваемых по дальним газопроводам и имеющих первостепенное значение для народного хозяйства.

В газах, сопутствующих нефти (нефтепромысловые газы), содержание метана колеблется от 30 до 90 %.

При крекировании тяжелых углеводородов, входящих в состав нефти, при температуре около 500° образуется значительное количество легких углеводородов, в том числе газообразных. Нефтезаводские газы, получаемые в процессе крекинга нефтепродуктов, содержат около 30 % метана и около 60 % других углеводородов. В нефтезаводских газах, получаемых в процессе пиролиза, осуществляемого при 700°, содержание метана возрастает до 45 % за счет более глубокого разложения при высокой температуре тяжелых углеводородов.

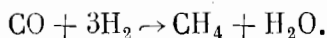
Метан составляет также значительную часть летучих веществ, выделяющихся при нагревании твердого топлива. В полукоксовом газе, получаемом путем нагревания без доступа воздуха твердого топлива до температуры около 550°, содержание метана составляет от 20 (торф) до 60 % (каменные угли). В каменноугольном коксовом газе, производимом при температуре около 1000°, содержится 22—24 % метана.

Метан является также основным горючим компонентом рудничных газов и газов, получаемых в процессах брожения органических веществ.

При эксплуатации угольных месторождений происходит выделение метана из слоя угля, что приводит в некоторых случаях к загазовыванию угольных шахт и образованию взрывоопасных метановоздушных смесей. Для устранения загазовывания шахт было предложено применить отбор газов, выделяющихся из слоя угля, не допуская их смешения с воздухом. Отводимые из слоя угля газы содержат до 90 % метана. На рудничном газе работает ряд котельных в Донбассе.

В генераторном газе, получаемом путем газификации топлива с малым содержанием летучих веществ (кокса, антрацита), содержится всего лишь около 0,5 % метана. В генераторном газе, получаемом при газификации топлива с высоким содержанием летучих веществ, особенно древесины и торфа, содержание метана достигает 3 %. В результате теплота сгорания генераторного газа из древесины и торфа достигает 1500 ккал/нм<sup>3</sup>, т. е. примерно на 300 ккал превышает теплоту сгорания генераторного газа из тощих топлив.

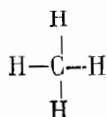
В процессе газификации может происходить обогащение газа метаном в результате взаимодействия окислов углерода с водородом, например, по уравнению



Процесс метанирования, сопровождающийся уменьшением объема реагирующих газов, стимулируется повышением давления в генераторе. Газ с высоким содержанием метана и соответственно с высокой теплотой сгорания, пригодный для дальнего газоснабжения, получают путем газификации топлива на парокислородном дутье под высоким давлением. Производимый газ содержит около 15 % метана и обладает теплотой сгорания до 4000 ккал/нм<sup>3</sup>.

Однако стоимость получаемого таким путем искусственного газообразного топлива значительно превышает стоимость природного газа.

Рассмотрим структуру и важнейшие свойства метана. Молекула метана имеет строение



Рассматривая валентную связь между атомами углерода и водорода в молекуле метана как общую пару электронов, можно следующим образом представить электронную структуру метана



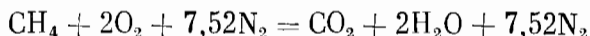
Простейший атом водорода — первого элемента периодической системы — характеризуется наличием одного электрона на внутренней оболочке *K*. Атом второго элемента периодической системы — гелия имеет два электрона на оболочке *K*. Максимальное число электронов на оболочке *K* равно двум. В соответствии с этим у последующих элементов периодической системы начинает заполняться вторая электронная оболочка *L*.

Электронная оболочка атома углерода — шестого элемента периодической системы Д. И. Менделеева — состоит из двух электронов на внутренней оболочке *K* и четырех электронов на внешней (второй) оболочке *L*. Максимально возможное число электронов на этой оболочке равно восьми. Наличие двух электронов на внутренней оболочке *K* и восьми электронов на внешней оболочке *L* характеризует 10-электронную систему инертного газа неона.

В приведенной электронной формуле символ *C* изображает остов атома углерода, состоящий из ядра и двух внутренних электронов. Внешняя электронная оболочка атома углерода в метане состоит из 8 общих с атомами водорода электронов, обозначенных точками.

Следовательно, атом углерода в метане имеет два электрона на внутренней оболочке и замкнутую внешнюю электронную оболочку, состоящую из 8 общих с водородом электронов, т. е. стабильную 10-электронную конфигурацию атома инертного газа неона. Поэтому метан обладает низкой реакционной способностью.

Метан сгорает в воздухе по уравнению



с образованием 10,52 нм<sup>3</sup> продуктов сгорания на 1 нм<sup>3</sup> сгоревшего газа.

Вследствие высокой эндотермичности реакции распада метана на графит и молекулярный водород теплота сгорания метана, отнесенная к 1 нм<sup>3</sup> продуктов сгорания, в теоретически необходимом объеме воздуха *R* ниже, чем у водорода, графита и углеводородов, и равна

$$R = \frac{Q_{\text{CH}_4}}{\text{CO}_2 + 2\text{H}_2\text{O} + 7,52\text{N}_2} = \frac{8558}{10,52} = 810 \text{ ккал/нм}^3.$$

(*R* для графита равна 890, для водорода — 895, для этана — 840 ккал на 1 нм<sup>3</sup> продуктов сгорания).

Наличие в составе метана 25 % водорода по весу определяет значительное различие в теоретических объемах влажных и сухих продуктов сгорания (10,52 и 8,52 нм<sup>3</sup>/нм<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>) и соответственно большой разрыв между величинами *R* и *P*.

Теплота сгорания метана, отнесенная к 1 нм<sup>3</sup> сухих продуктов сгорания теоретического состава, равна

$$P = \frac{Q_{\text{CH}_4}}{\text{CO}_2 + 7,52\text{N}_2} = \frac{8558}{8,52} \approx 1000 \text{ ккал/нм}^3$$

сухих продуктов сгорания.

Отношение теоретических объемов сухих и влажных продуктов сгорания *B* у метана равно

$$B = \frac{V_{\text{с.г.}}^0}{V_{\Sigma}^0} = \frac{8,52}{10,52} = 0,81.$$

Жаропроизводительность метана *t*<sub>max</sub>, подсчитанная по формуле

$$t_{\text{max}} = \frac{Q_{\text{H}}}{V_{\Sigma}^0 C_{0-t_{\text{max}}}},$$

равна 2043°, т. е. значительно ниже жаропроизводительности водорода и углерода.

Закономерность этого положения определяется зависимостью жаропрочности метана и других углеводородов от теплоты их распада на углерод и молекулярный водород.

Большая затрата энергии, необходимая для разрыва четырех связей С—Н в молекуле метана, является причиной его низкой реакционной способности.

Нормальная скорость распространения пламени метана в сопоставимых условиях в 6—7 раз ниже скорости распространения пламени водорода. Низкая скорость распространения пламени метановоздушных смесей препятствует проникновению зоны горения в смесительный газопровод («проскок пламени») и облегчает применение для сжигания природного газа горелок: предварительного смешения, работающих на воздухе, подогретом до высокой температуры (около 400°), за счет использования тепла уходящих газов.

Для достижения полноты сгорания метана необходимо: а) обеспечить хорошее смешение газа с воздухом; б) сжигать газ с коэффициентом избытка воздуха около 1,05—1,15, что соответствует содержанию в продуктах полного сгорания 1—3% кислорода; в) поддерживать в зоне горения высокую температуру.

Несоблюдение этих условий может способствовать значительным потерям тепла вследствие химической неполноты сгорания.

При сжигании природного, а также нефтепромыслового и нефтезаводских газов с высоким содержанием метана потери тепла из-за химической неполноты сгорания иногда обусловлены в большей степени содержанием в продуктах сгорания водорода и метана, чем окиси углерода. Поэтому для определения полноты сгорания этих газов необходимо пользоваться газоанализаторами с дожиганием, позволяющими определять содержание метана в продуктах горения, или хроматографами.

Неполное сгорание метана в топках печей и котлов в большинстве случаев не сопровождается его крекингом и сажеобразованием, как это часто наблюдается, например, при сжигании мазута, состоящего из тяжелых углеводородов, и значительные потери тепла вследствие химической неполноты сгорания могут быть при наличии вполне прозрачных продуктов горения. Поэтому рекомендуемое некоторыми авторами применение для контроля процесса горения природного газа и других видов газообразного топлива приборов, основанных на определении прозрачности столба дымовых газов типа «Глаз кочегара», недопустимо, так как может привести к серьезным ошибкам.

Испытания котлов и печей, проведенные Энергетическим институтом и другими организациями, показали наличие в некоторых случаях больших потерь тепла вследствие химической неполноты сгорания газа с высоким содержанием метана без всякого сажеобразования.

Следует отметить, что содержание в продуктах сгорания природного газа 1% метана обуславливает потери тепла вследствие химической неполноты сгорания  $q_3$  около 10% (при  $\alpha = 1,2$ ).

Достижению полноты сгорания метана в значительной степени способствует нагрев воздуха в воздухоподогревателях, работающих за счет использования тепла уходящих газов. Путем сжигания газа с высоким содержанием метана при подаче воздуха в количестве, заведомо недостаточном для полного сгорания, могут быть получены продукты сгорания с высоким содержанием  $H_2$  и CO, пригодные для использования в качестве защитной атмосферы при нагревании металла.

Прочие газообразные углеводороды. Кроме метана, в горючих газах может содержаться ряд других предельных и непредельных углеводородов.

Первый насыщенный углеводород — метан — сжижается под атмосферным давлением лишь при температуре  $-162^\circ$  (табл. 94). Насыщенный углеводород с пятью атомами углерода в молекуле — пентан — при комнатной температуре является уже жидкостью и входит в состав бензина.



Таблица 94

# Основные характеристики горючих газов

Газ	Формула	Молекулярный вес	Вес 1 м <sup>3</sup> газа, кг	Температура сжижения при 1 атм, °С	Объем воздуха, необходимого для горения 1 м <sup>3</sup> газа, м <sup>3</sup>	Объем продуктов горения 1 м <sup>3</sup> газа, м <sup>3</sup>	Объем сухих продуктов горения 1 м <sup>3</sup> газа, м <sup>3</sup>	Вышняя теплотворная способность 1 м <sup>3</sup> газа Q <sub>в</sub> , ккал/м <sup>3</sup>	Нижняя теплотворная способность 1 м <sup>3</sup> газа Q <sub>н</sub> , ккал/м <sup>3</sup>	Нижняя теплотворная способность газа, отнесенная к 1 м <sup>3</sup> продуктов горения, Н, ккал/м <sup>3</sup>	Нижняя теплотворная способность газа, отнесенная к 1 м <sup>3</sup> сухих продуктов горения, Р, ккал/м <sup>3</sup>	Очистные объемы сухих и влажных продуктов горения L, м <sup>3</sup>	Жаропроводимость газа, °С	Максимальное содержание CO <sub>2</sub> при сжигании газа в воздухе CO <sub>2</sub> max, %
Оксиген	O <sub>2</sub>	32,00	1,25	—	2,38	2,88	2,88	3016	3016	1045	1045	1,00	2370	34,7
Водород	H <sub>2</sub>	2,02	0,09	—	2,38	2,88	1,88	3045	2576	895	1370	0,65	2235	—
Метан	CH <sub>4</sub>	16,04	0,72	-161	9,52	10,52	8,52	9496	8558	810	1000	0,81	2043	11,8
Этан	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	30,07	1,36	-89	16,66	18,16	15,16	16640	15230	840	1000	0,84	2097	13,2
Пропан	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	44,09	2,02	-42	23,80	25,80	21,80	23680	21800	845	1000	0,84	2110	13,8
Бутан	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	58,12	2,70	-1	30,24	33,44	28,44	30690	28345	850	1000	0,85	2118	14,0
Пентан	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	72,15	3,22	+36	38,08	41,08	35,08	37715	34900	850	1000	0,85	2119	14,2
Этен (этилен)	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	28,05	1,26	-104	14,28	15,28	13,28	15050	14410	925	1065	0,87	2284	15,0
Пропен	C <sub>3</sub> H <sub>6</sub>	42,08	1,92	-48	21,42	22,92	19,92	21960	20550	900	1030	0,87	2224	15,0
Бутен	C <sub>4</sub> H <sub>8</sub>	56,10	2,50	-6	28,56	30,56	26,56	29000	27120	890	1020	0,87	2203	15,0
Пентен	C <sub>5</sub> H <sub>10</sub>	70,13	3,13	+30	35,70	38,20	33,20	36000	33690	885	1015	0,87	2189	15,0
Бензол	C <sub>6</sub> H <sub>6</sub>	78,11	3,48	+80	35,70	37,20	34,20	34940	33530	900	985	0,92	2258	17,5
Ацетилен	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	26,04	1,17	—	11,90	12,40	11,40	13855	13386	1080	1170	0,92	2620	17,5

Примечание. Суммарный объем влажных продуктов сгорания и жаропроизводительность подсчитаны для условий сгорания газа в абсолютно сухом воздухе.

Углеводороды с тремя и четырьмя атомами в молекуле — пропан и бутан — при комнатной температуре и нормальном давлении газообразны. Однако при повышении давления до нескольких атмосфер они легко сжижаются. Пропан и бутан составляют основу сжиженных газов, транспортируемых в виде жидкости под давлением в несколько атмосфер в тонкостенных стальных баллонах или цистернах и сжигаемых при нормальном давлении в виде газа. Сжиженные газы являются ценным видом сырья для химической промышленности, топлива для бытовых потребителей, а также для автомобилей, так как имеют высокое октановое число, позволяющее работать с большой степенью сжатия топливо-воздушной смеси в цилиндрах двигателя.

С увеличением молекулярного веса предельных газообразных углеводородов их жаропроизводительность возрастает с 2043° (метан) до 2119° (пентан) и повышается реакционная способность. Так, на активном катализаторе (платинированном силикагеле) метан начинает гореть только при 370° и полностью сгорает при 610°, а этан горит при 250°, пропан при 150° и бутан при 130°.

Наряду с предельными углеводородами в нефтезаводских газах, а также в коксовых и полукоксовых газах содержатся этилен и другие непредельные углеводороды, в которых два атома углерода соединены между собой двойной связью  $C=C$ .

Кроме этилена (этена)  $C_2H_4$ , в горючих газах содержатся его гомологи — пропен  $C_3H_6$ , бутен  $C_4H_8$  и пентен  $C_5H_{10}$ .

С увеличением молекулярного веса этиленовых углеводородов, называемых также олефинами и алкенами, возрастает их удельный вес, повышаются температура кипения и теплота сгорания. Жаропроизводительность этиленовых углеводородов, в противоположность насыщенным углеводородам, понижается с увеличением молекулярного веса.

Непредельные углеводороды характеризуются высокой реакционной способностью и являются ценным сырьем для органических синтезов. По месту двойных связей возможно как бы «сшивание» молекул непредельных углеводородов с образованием ряда высокомолекулярных соединений.

Кроме олефиновых углеводородов (этилен и его гомологи), в коксовом и других углеводородных газах содержится ненасыщенный углеводород ароматического ряда с тремя двойными связями — бензол  $C_6H_6$ . Теплота сгорания бензола в парообразном состоянии высшая — 34 940 ккал/нм<sup>3</sup>, низшая — 33 530 ккал/нм<sup>3</sup>. Жаропроизводительность парообразного бензола 2258°. Бензол и его производные широко используются в химической технологии.

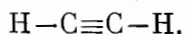
При анализе газообразного топлива содержащиеся в газе непредельные углеводороды (этилен и его гомологи, а также бензол) определяют совместно поглощением бромной водой или дымящейся серной кислотой, содержащей 20—25% свободного  $SO_3$ .

Сумму непредельных углеводородов принято обозначать  $C_nH_m$ . При содержании в газе сравнительно небольшого процента олефиновых углеводородов с преобладающим содержанием этилена теплотворность газа, количество необходимого для горения воздуха и объем продуктов сгорания определяют, принимая условно все непредельные углеводороды за этилен  $C_2H_4$ .

При наличии в газе наряду с олефиновыми углеводородами также бензола, как, например, у коксового газа, возрастает теплота сгорания углеводородов и увеличивается расход необходимого для горения воздуха и объем получаемых продуктов сгорания. Теплоту сгорания непредельных углеводородов, содержащихся в коксовом газе, часто принимают условно равной 17 тыс. ккал/нм<sup>3</sup>.

Большое различие в теплоте сгорания различных непредельных углеводородов и трудность определения их состава обуславливают неточность подсчета теплоты сгорания газообразного топлива со значительным содержанием непредельных углеводородов по анализу газа.

Особым видом газообразного топлива является углеводород с тройной связью между атомами углерода в молекуле — ацетилен  $C_2H_2$



Теплота разрыва тройной связи  $C\equiv C$  между атомами углерода около 128 тыс. ккал/моль, т. е. только на 27 тыс. ккал/моль больше, чем энергия разрыва двойной этиленовой связи между атомами углерода  $C=C$ .

Малая энергия, необходимая для разрыва дополнительной связи между атомами углерода в молекуле ацетилена, делает его неустойчивым высокореакционноспособным соединением. Вследствие меньшей затраты энергии, приходящейся на одну связь между атомами углерода, образование из ацетилена углерода и водорода сопровождается выделением значительно большего количества тепла, чем при их образовании из этилена. Благодаря этому теплота сгорания ацетилена на 22 % превышает суммарную теплоту сгорания образующихся при его распаде углерода и молекулярного водорода. Жаропроизводительность ацетилена (около 2620°) значительно превышает жаропроизводительность других видов топлива.

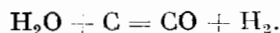
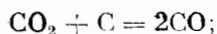
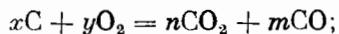
Ацетилен применяют в качестве технологического топлива в процессах, требующих поддержания особенно высоких температур, а именно при газовой резке и сварке.

В ряде случаев при газовой резке ацетилен может быть успешно заменен другими более дешевыми видами газообразного топлива с высокой жаропроизводительностью — водяным, нефтяным, сжиженным, коксовым и природным газами. Такая замена облегчается тем, что различие в теоретической температуре горения ацетилена и других безбалластных газов значительно меньше различия в их жаропроизводительности, так как с возрастанием температуры заметную роль начинает играть эндотермический процесс диссоциации продуктов горения. Поэтому при весьма высоких температурах газокислородного пламени различие в теоретических температурах горения безбалластных газов в значительной степени нивелируется.

Ацетилен представляет большую ценность для химической технологии, так как на базе ацетилена осуществляется ряд важных синтетических процессов.

**Оксид углерода CO.** Бесцветный токсичный горючий газ без запаха и вкуса; молекулярный вес — 28,01; вес 1 м<sup>3</sup> — 1,25 кг; теплота сгорания — 3016 ккал/м<sup>3</sup>, 2413 ккал/кг, 67 590 ккал/моль.

Оксид углерода образуется в процессе газификации топлива в результате взаимодействия при высокой температуре углерода топлива с кислородом, двуокисью углерода и водяным паром:



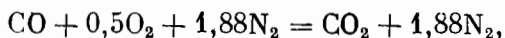
Оксид углерода является основным горючим компонентом генераторных, доменных и конверторных газов; CO образуется также при нагревании топлива за счет разложения содержащей кислород горючей массы. В соответствии с этим оксид углерода входит в состав горючих газов, получаемых путем сухой перегонки твердого топлива, содержащего кислород, и почти отсутствует в газах, получаемых при переработке нефтяного углеводородного топлива.

Технологические горючие газы по содержанию окиси углерода могут быть разделены на три группы. К первой группе относятся газы, получаемые путем безостаточной газификации топлива. Содержание окиси углерода в газах первой группы превышает 10%. Ко второй группе принадлежат газы, получаемые путем сухой перегонки твердого топлива, с содержанием окиси углерода до 10%. Третью группу составляют нефтезаводские газы, содержащие обычно менее 1% окиси углерода.

Увеличение содержания окиси углерода за счет снижения балласта ( $N_2 + CO_2$ ) резко повышает теплоту сгорания и температуру горения генераторных, доменных и других низкокалорийных газов.

Увеличение процентного содержания окиси углерода в высококалорийных газах, содержащих метан и другие углеводороды, понижает теплоту сгорания газа.

1  $\text{м}^3$  окиси углерода, сгорая в теоретически необходимом количестве воздуха по уравнению



образует 2,88  $\text{м}^3$  продуктов горения.

Количество тепла, приходящееся на 1  $\text{м}^3$  продуктов сгорания  $R$ , равно

$$R = \frac{Q_{\text{CO}}}{\text{CO}_2 + 1,88\text{N}_2} = \frac{3016}{2,88} = 1040 \text{ ккал/м}^3.$$

Вследствие малого объема продуктов сгорания, образующихся при сгорании окиси углерода, на 1  $\text{м}^3$  продуктов горения приходится большее количество тепла, чем на 1  $\text{м}^3$  продуктов горения углеводородов (за исключением ацетилена и его гомологов). В соответствии с этим продукты сгорания окиси углерода характеризуются большим значением величины  $R$  и нагреваются до более высокой температуры, чем продукты горения углеводородов, несмотря на более высокую теплоту сгорания углеводородов.

Жаропроизводительность окиси углерода равна около  $2370^\circ$ , примерно на  $140^\circ$  выше жаропроизводительности водорода и на  $330^\circ$  выше жаропроизводительности метана.

Оксид углерода обладает способностью вступать в соединение с гемоглобином крови. При содержании в воздухе 0,04% CO около одной трети гемоглобина крови вступает в химическое соединение с окисью углерода. При содержании в воздухе около 0,1% CO процент химически связанного с окисью углерода гемоглобина повышается до 50%, а при 0,4% CO — превышает 80%. Поэтому оксид углерода обладает высокой токсичностью. Пребывание в течение часа в атмосфере, содержащей 0,1% CO, оказывает не опасное, но отрицательное воздействие на организм. Пребывание в течение часа в атмосфере, содержащей 0,15—0,20% CO, является весьма вредным для организма. Пребывание в воздухе, содержащем 0,5% CO, в течение 5—6 мин смертельно опасно.

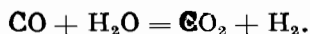
Токсичность окиси углерода требует особого внимания при сжигании газов с высоким содержанием CO (тщательная проверка герметичности газовых сетей, одоризация газа, вентиляция помещения, использование специальных противогазов и приборов для определения содержания CO в воздухе, обучение работающих правилам техники безопасности и пр.) [203].

По статистическим данным, в Германии до войны ежегодно происходило 500—600 несчастных случаев со смертельным исходом в результате утечки газа с высоким содержанием CO.

Газы с высоким содержанием окиси углерода не следует применять в качестве бытового топлива в квартирах, особенно при отсутствии вентиляции и вытяжки для продуктов сгорания.

По техническим условиям, принятым во Франции, содержание окиси углерода в городском газе не должно превышать 15%.

Для уменьшения содержания CO в городском газе в Великобритании широко применяется обработка газа, предназначенного для бытового потребления, паром в присутствии катализаторов при температуре около  $500^\circ$ . При этом происходит конверсия окиси углерода по уравнению



В результате конверсии CO теплота сгорания газа несколько понижается, однако возможность отравления газом устраняется или значительно уменьшается. Для бытового потребления особую ценность представляют высококалорийные углеводородные газы, не содержащие окиси углерода.

Следует отметить, что токсичная окись углерода может образовываться в результате сжигания газа, и не содержащего CO, в случае неудовлетворительного смешения газа с воздухом, подачи недостаточного количества воздуха и других причин. Поэтому применение газогорелочных устройств, обеспечива-

ющих полноту сгорания газа, и контроль их работы являются необходимыми условиями использования любого вида газообразного топлива.

В соответствии с ГОСТ-5542-50 предельно допустимая концентрация СО в воздухе при использовании газа для коммунально-бытового потребления установлена  $2 \text{ мг/м}^3$  (менее 0,0002% по объему).

**Водород  $\text{H}_2$ .** Бесцветный неокислительный газ без вкуса и запаха. Молекулярный вес — 2,016. Вес  $1 \text{ нм}^3$  водорода — 0,09 кг.

Водород наиболее легкий газ. Он в 14,5 раза легче воздуха. Водород легко диффундирует через пористые перегородки.

Повышение содержания водорода в газе сильно сказывается на понижении его удельного веса.

Высшая теплота сгорания водорода:  $3045 \text{ ккал/нм}^3 = 33\,860 \text{ ккал/кг} = 68\,260 \text{ ккал/моль}$ .

Низшая теплота сгорания водорода:  $2576 \text{ ккал/нм}^3 = 28\,640 \text{ ккал/кг} = 57\,740 \text{ ккал/моль}$ .

Различие между высшей и низшей теплотой сгорания водорода равно 18% по отношению к низшей теплоте сгорания, поэтому при сжигании бессернистых газов с высоким содержанием водорода и охлаждении продуктов сгорания ниже точки росы с использованием теплоты конденсации водяного пара, содержащегося в продуктах сгорания, например, для нагрева холодной воды, могут быть достигнуты весьма высокие коэффициенты полезного действия установок.

Жаропроизводительность молекулярного водорода равна  $2235^\circ$ , почти на  $200^\circ$  выше жаропроизводительности метана.

$1 \text{ нм}^3$  водорода, сгорая в теоретически необходимом количестве воздуха, образует  $2,88 \text{ нм}^3$  продуктов сгорания:



При охлаждении продуктов сгорания и конденсации водяного пара объем «сухих» продуктов сгорания уменьшается до  $1,88 \text{ нм}^3$ .

Низшая теплота сгорания водорода, отнесенная к  $1 \text{ нм}^3$  продуктов горения,  $R$  равна

$$R = \frac{Q_{\text{H}_2}}{\text{H}_2\text{O} + 1,88\text{N}_2} = \frac{2576}{2,88} = 895 \text{ ккал/нм}^3$$

продуктов сгорания.

Значение величины  $R$  для водорода несколько меньше, чем для окиси углерода, но значительно больше, чем для метана и большинства других насыщенных углеводородов. Соответственно и жаропроизводительность водорода ниже жаропроизводительности окиси углерода, но выше жаропроизводительности метана. Поэтому понижение теплоты сгорания газа вследствие увеличения отношения водорода к углеводородам не сопровождается снижением жаропроизводительности газа. Напротив, вследствие более высокой жаропроизводительности водорода по сравнению с метаном жаропроизводительность газа несколько возрастает.

Уменьшение объема продуктов сгорания  $1 \text{ нм}^3$  водорода с 2,88 до  $1,88 \text{ нм}^3$  при конденсации водяного пара определяет значительное увеличение теплоты сгорания газа, отнесенной к  $1 \text{ нм}^3$  сухих продуктов сгорания  $P$

$$P = \frac{2576}{1,88} = 1370 \text{ ккал/нм}^3$$

сухих продуктов сгорания.

Увеличение содержания в техническом газе водорода повышает значение  $P$ .

Отношение теоретических объемов сухих и влажных продуктов сгорания  $B$  у водорода равно

$$B = \frac{1,88}{2,88} = 0,65.$$

Водород отличается высокой реакционной способностью.

Газы с высоким содержанием водорода характеризуются большой скоростью распространения пламени. В соответствии с этим при сжигании газозвоздушных смесей с высоким содержанием водорода в большей степени приходится считаться с возможностью проникновения зоны горения в смесительный газопровод, т. е. с проскоком пламени, чем с отрывом пламени от устья горелки. Во избежание возможности проникновения пламени в смесительный газопровод при сжигании газозвоздушных смесей с высоким содержанием водорода необходимо обеспечить достаточно высокую скорость вылета смеси из устья горелки.

Водородо-воздушные смеси имеют широкие пределы воспламенения и весьма взрывоопасны. При использовании газа с высоким содержанием водорода необходимо вести тщательное наблюдение за герметичностью коммуникаций во избежание возможности утечки газа.

Водород адсорбируется поверхностью металлов и способен вступать с ним в нестойкие соединения с образованием гидридов. Ряд химических реакций взаимодействия с водородом стимулируется применением металлических катализаторов (Pt, Pd, Ni, Fe и др.) [188].

В присутствии активных катализаторов водород сгорает при значительно более низкой температуре, чем метан и другие углеводороды. На этом свойстве водорода основано применение газоанализаторов с раздельным сжиганием водорода (при температуре около 150—300°) и метана (при температуре 450—800°) в зависимости от метода работы и применяемых катализаторов.

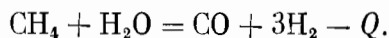
Аппаратура и коммуникации, заполненные газом с высоким содержанием водорода, длительное время после удаления газа выделяют адсорбированный поверхностью водород. Поэтому ремонт и сварку аппаратуры, работавшей в атмосфере газа с высоким содержанием водорода, следует осуществлять лишь после длительной вентиляции.

Водород широко используют в технике для производства синтетического аммиака, метанола и других спиртов; гидрогенизации тяжелых нефтепродуктов и смол с целью получения моторного топлива и в ряде других технологических процессов.

Получение водорода методом глубокого охлаждения коксового газа основано на различии в температуре сжижения водорода (—253° при атмосферном давлении) и других компонентов коксового газа ( $C_2H_4$  —104°, CO —191°,  $CH_4$  —161°). При повышенном давлении сжижение газов облегчается и происходит при менее низких температурах. В соответствии с этим глубокое охлаждение коксового газа ведут при давлении около 12 атм.

При охлаждении коксового газа до температуры —145° сжижается этиленовая фракция. При последующем охлаждении до —190° сжижается метановая фракция и большая часть окиси углерода. Остаток CO и  $CH_4$  удаляется промыванием газа жидким азотом. Полученная азотоводородная смесь используется для синтеза аммиака.

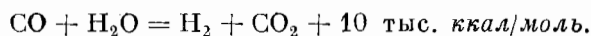
В связи с увеличением ресурсов дешевого природного газа большое народнохозяйственное значение имеет производство водорода путем конверсии метана водяным паром



Теплота реакции, подсчитанная по Гессу, равна

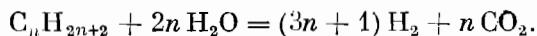
$$Q = Q_{CH_4} - (Q_{CO} + 3Q_{H_2}) = 192\,000 - \\ - (68\,000 + 3 \cdot 58\,000) = -50\,000 \text{ ккал/моль.}$$

Сильно эндотермическую реакцию осуществляют при температуре около 800° с использованием никелевых и других катализаторов, нанесенных на огнеупоры. Полученную газовую смесь, состоящую из  $H_2$  и CO, подвергают дополнительной конверсии водяным паром.



Эндотермический процесс конверсии СО проводят, как указывалось выше, при более низкой температуре — около 500°. В результате суммарного процесса конверсии из одного объема метана получают четыре объема водорода.

Еще больший выход водорода получают в процессе конверсий более тяжелых углеводородов по уравнению



Эндотермический процесс конверсии метана требует для своего осуществления подвода значительного количества тепла. Подвод необходимого количества тепла осуществляют добавлением к парогазовой смеси кислорода и проведением параллельно с эндотермической реакцией конверсии метана водяным паром экзотермического процесса окисления метана кислородом или же путем применения внешнего обогрева в печах беспламенного горения (см. рис. 26).

## НЕГОРЮЧИЕ ГАЗЫ

Содержание инертных газов  $N_2$  и  $CO_2$  в газообразном топливе в значительной степени определяет его свойства и области применения.

Увеличение содержания балластирующих горючий газ примесей  $N_2$  и  $CO_2$  понижает теплоту сгорания газа и удорожает его транспорт. Газ с высоким содержанием балласта и соответственно пониженной теплотой сгорания не экономично использовать для дальнего газоснабжения.

Важнейшая теплотехническая характеристика — жаропроизводительность — не определяется однозначно теплотой сгорания. Так, жаропроизводительность окиси углерода и водорода выше жаропроизводительности метана, несмотря на значительно более высокую теплоту сгорания последнего. Однако снижение теплоты сгорания вследствие увеличения содержания балласта без изменения состава горючих компонентов сопровождается понижением не только теплоты сгорания, но и жаропроизводительности газа, так как при этом увеличивается объем продуктов сгорания за счет азота и двуокиси углерода, содержащихся в сжигаемом газе, и соответственно понижается количество тепла, приходящееся на единицу объема продуктов сгорания. Вследствие этого газы с высоким содержанием балласта характеризуются пониженной жаропроизводительностью и их применение в высокотемпературных процессах малоэффективно. Наличие балласта в газе сильно сказывается также на скорости распространения пламени.

Следует отметить, что теплота сгорания газа понижается вследствие содержания в нем балласта в одинаковой степени независимо от того, чем забалластирован газ — азотом или двуокисью углерода.

В отличие от этого жаропроизводительность газа, зависящая от теплоемкости продуктов сгорания и, следовательно, от их теплоемкости, снижается в большей степени при балластировании двуокисью углерода, так как объемная теплоемкость  $CO_2$  значительно превышает объемную теплоемкость  $N_2$ . Степень снижения скорости распространения пламени также зависит не только от процента балласта, но и от его состава.

**Азот  $N_2$ .** Двухатомный бесцветный газ без запаха и вкуса. Молекулярный вес азота 28,016. Вес 1 м<sup>3</sup> азота 1,25 кг. Вес 1 м<sup>3</sup> атмосферного азота (включая аргон) 1,26 кг.

Атомы азота соединены между собой в молекуле тройной связью  $N \equiv N$ , на разрыв которой расходуется 225 тыс. ккал/моль.

Теплота разрыва связей между атомами в молекуле азота очень велика, и взаимодействие молекулярного азота и кислорода с образованием закиси азота сопровождается затратой большого количества тепла.

Эндотермический процесс окисления молекулярного азота осуществляется лишь при весьма высокой температуре. Незначительное количество окис-

лов азота образуется при высокотемпературном сжигании газа, в особенности с применением обогащенного кислородом дутья. Поскольку азот практически не реагирует с кислородом, за исключением области весьма высоких температур, его рассматривают при расчетах процесса горения как инертный газ.

Содержание азота в различных видах газообразного топлива колеблется в пределах от 0 до 75%. В нефтезаводских газах, получаемых в процессе крекинга и пиролиза, азот практически отсутствует.

В большинстве природных и нефтепромысловых газов содержание азота весьма невелико (в ишимбаевском газе около 0,5%, в дашавском — около 1%, в саратовском — 3%). Однако в некоторых природных и нефтепромысловых газах его содержится значительно больше (в ухтинском около 10%, бугурусланском — 10—15%, прикамском — 30%).

В водяном газе, производимом в генераторах периодического действия, содержится около 5% азота в результате смешения в начале периода парового дутья газа с продуктами горения, образующимися при разогреве слоя топлива и период воздушного дутья.

В каменноугольном коксовом газе содержится 8—10% азота, попадающего в газ с продуктами горения, проникающими через кладку в камеры коксовых печей.

В полукоксовом газе содержание азота колеблется в больших пределах в зависимости от метода полукоксования. При полукоксовании топлива в печах с внутренним обогревом в результате смешения газа с продуктами горения, используемыми в качестве теплоносителя, содержание азота в газе сильно возрастает.

Высоким содержанием азота и соответственно пониженной теплотой сгорания и жаропроизводительностью характеризуются газы, получаемые путем газификации топлива на воздушном или паровоздушном дутье. Содержание азота в генераторных газах из торфа и древесины, смешанных со швельгазом, равно ~ 54%.

В генераторных газах, производимых путем газификации каменных углей, антрацита и кокса, содержится около 50% азота, а в доменных газах и газе подземной газификации — около 60%.

В газах, образующихся в процессе плавления чугуна в вагранках, при воздушном дутье в генераторах водяного газа, при производстве сажи из природного газа и жидкого топлива, содержание азота достигает 74—76%, т. е. приближается к содержанию азота в воздухе (79% по объему).

Высокое содержание балласта в этих газах обуславливает их низкую теплоту сгорания и жаропроизводительность и заставляет стремиться при их сжигании к использованию физического тепла и высокотемпературному подогреву воздуха.

**Двуокись углерода (углекислый газ)  $\text{CO}_2$ .** Бесцветный тяжелый мало-реакционноспособный при низких и умеренных температурах газ со слегка кисловатым запахом и вкусом.  $\text{CO}_2$  обладает кислотными свойствами. Способность  $\text{CO}_2$  образовывать соли с основаниями используется в газовом анализе при определении содержания  $\text{CO}_2$ , а также при очистке газа от  $\text{CO}_2$ .

Малые концентрации  $\text{CO}_2$  в воздухе (до ~ 1%) не оказывают токсического воздействия на организм. При концентрации 4—5% отмечается сильное раздражение органов дыхания. Концентрация около 10%  $\text{CO}_2$  вызывает сильное отравление.

Молекулярный вес  $\text{CO}_2$  — 44,09. Вес 1  $\text{м}^3$  газа 1,98 кг. Двуокись углерода в 1,53 раза тяжелее воздуха.

При температуре 20° и давлении 58,5 *ата*  $\text{CO}_2$  сжижается. Жидкую  $\text{CO}_2$  перевозят в стальных баллонах. При сильном охлаждении  $\text{CO}_2$  застывает в белую снегообразную массу, возгоняющуюся при давлении 1 *ата* при —78,5°. Твердую  $\text{CO}_2$  — «сухой лед» — используют для хранения скоропортящихся продуктов и других целей.



Содержание  $\text{CO}_2$  в генераторных газах колеблется обычно от 5 до 8%. В газе подземной газификации содержится около 10%  $\text{CO}_2$ , в доменном газе — 10—12%.

В процессе термического разложения горючей массы твердого топлива с высоким содержанием кислорода выделяется значительное количество  $\text{CO}_2$ , большая часть которой образуется при сравнительно низких температурах, порядка 200—300° (процесс бертинирования). Поэтому газ, получаемый при низких температурах в процессе термической переработки топлива, содержит весьма высокий процент  $\text{CO}_2$ . При более высокотемпературном процессе сухой перегонки топлива содержание  $\text{CO}_2$  в газе понижается вследствие интенсивного выделения горючих газов — углеводородов и водорода. Так, газы, получаемые при температуре около 550° в процессе полукоксования древесины, торфа и бурых углей с высоким содержанием кислорода в горючей массе, примерно на 50% состоят из  $\text{CO}_2$ . Напротив, в коксовом газе, получаемом при нагревании без доступа воздуха до температуры около 1000° каменных углей со сравнительно малым содержанием кислорода в горючей массе, содержится всего лишь 2—3%  $\text{CO}_2$ .

В нефтезаводских газах, получаемых при переработке не содержащего кислород углеводородного топлива, а также в нефтепромысловых газах  $\text{CO}_2$  практически не содержится. В большинстве природных газов  $\text{CO}_2$  также не содержится или содержится лишь в долях процента.

Ценность технических газов как топлива резко уменьшается при увеличении в них  $\text{CO}_2$ , поскольку теплота сгорания газа понижается, а транспорт газа на дальние расстояния становится неэкономичным. Кроме того, снижается жаропроизводительность газа и притом в большей степени, чем при балластировании его азотом, вследствие более высокой объемной теплоемкости  $\text{CO}_2$ .

Скорость распространения пламени газозвушных смесей, забалластированных  $\text{CO}_2$ , также резко уменьшается. При этом несколько возрастает содержание в уходящих газах  $\text{CO}$ , что существенно при сжигании газа в бытовых плитах с выпуском продуктов горения в помещение.

Проф. У. Бехером, исследовавшим влияние добавок  $\text{CO}_2$  на полноту сгорания коксового газа, установлено, что с увеличением концентрации в газе  $\text{CO}_2$  в результате снижения полноты сгорания содержание окиси углерода в уходящих газах возрастало в 10 раз и достигало 0,05%. Поэтому при высоком содержании  $\text{CO}_2$  в газе концентрация  $\text{CO}$  в воздухе легко может превысить предел, допустимый при использовании газа для коммунально-бытового потребления, особенно при отсутствии отвода продуктов горения в трубу.

В отличие от двухатомных газов и углеводородов,  $\text{CO}_2$ , как и другие газы, обладающие кислотными свойствами, хорошо растворяется в воде. В 1 м<sup>3</sup> воды при 10° и нормальном давлении растворяется около 1,2 м<sup>3</sup>  $\text{CO}_2$ , т. е. в 40 раз больше, чем  $\text{CO}$ , и в 60 раз больше, чем  $\text{H}_2$  и  $\text{N}_2$ . С повышением давления до 20 *ата* в 1 м<sup>3</sup> воды растворяется около 10 м<sup>3</sup>  $\text{CO}_2$ .

Теплотехническую ценность газов с высоким содержанием  $\text{CO}_2$  можно повысить путем промывки газов водой под давлением около 20 *ата*. Растворенная в воде  $\text{CO}_2$  выделяется при снижении давления до нормального и может быть использована для производства жидкой баллонной углекислоты и сухого льда.

**Кислород  $\text{O}_2$ .** Бесцветный газ без запаха и вкуса. Молекулярный вес 32. Вес 1 м<sup>3</sup> газа — 1,34 кг. Содержание его в газе, обусловленное примесью воздуха или содержащих кислород дымовых газов, понижает теплоту сгорания газа. Вместе с тем наличие кислорода снижает расход воздуха на горение газа и повышает его жаропроизводительность. Однако поскольку с кислородом, попадающим из воздуха или продуктов сгорания, в газ поступает соответствующий объем азота, жаропроизводительность газа не повышается.

Примесь кислорода делает газ взрывоопасным. Поэтому содержание кислорода в горючем газе жестко ограничивается техническими условиями.

Границы (пределы) воспламенения газов и паров в смеси с воздухом при 20° С и 1 ата (в объемных % газа):

Водород . . . . .	4—75	Ацетилен . . . . .	2,3—82
Оксид углерода . . . . .	12,5—75	Сероводород . . . . .	4,3—45,5
Метан . . . . .	5—15	Нефтепромысловый газ . . . . .	4—14
Этан . . . . .	3—14	Природный газ . . . . .	5—15
Пропан . . . . .	2—9,5	Коксовый газ . . . . .	5—31
Бутан . . . . .	1,5—8,5	Водяной карбюрированный газ . . . . .	6—38
Этилен . . . . .	3,0—33,3	Водяной газ . . . . .	6—70
Пропилен . . . . .	2,2—9,7	Генераторный газ . . . . .	35—75
Бутилен . . . . .	1,7—9,0	Доменный газ . . . . .	40—65

## ВРЕДНЫЕ ГАЗЫ

**Сероводород  $H_2S$ .** Тяжелый газ с сильным неприятным запахом, напоминающим запах тухлых яиц. Обладает высокой токсичностью. Молекулярный вес 34,08. Вес 1  $нм^3$  сероводорода 1,54 кг.

Сероводород хорошо растворим в воде (в 1  $нм^3$  воды при 0° растворяется 5  $м^3$   $H_2S$ , при 20° — 2,8  $м^3$ , при 100° — 0,9  $м^3$ ). В соответствии с этим при охлаждении и промывке газа в скрубберах холодной водой происходит частичная очистка газа от сероводорода.

Высшая теплота сгорания сероводорода — 6140 ккал/ $нм^3$ , низшая — 5660 ккал/ $нм^3$ .

Сероводород, являясь газообразной кислотой, при воздействии на металлы образует соли (сульфиды), которые сильно корродируют газовую аппаратуру и коммуникации. Корродирующее воздействие особенно сильно проявляется при одновременном содержании в газе  $H_2S$ ,  $O_2$  и  $H_2O$ .

При сжигании газа сероводород сгорает с образованием сернистого газа  $SO_2$ , вредного для здоровья и корродирующего металлические поверхности. Поэтому содержание сероводорода в газе является крайне нежелательным.

В сухих природных газах — саратовском, дашавском, ставропольском и других — сероводород практически не содержится. Мало его и в высококалорийных газах, сопутствующих малосернистым нефтям, добываемым на Кавказе и в Западной Украине, и получаемых при переработке этих нефтей. Полным отсутствием сероводорода характеризуются искусственные газы, получаемые при переработке древесины.

При газификации и сухой перегонке малосернистых видов твердого топлива, такого, как торф, каменные угли Кузнецкого бассейна, получают газ с малым (около 0,1%) содержанием сероводорода. При газификации же топлива с высоким содержанием серы, например подмосковного угля, содержание сероводорода в газе превышает 1%. В нефтепромысловых газах, получаемых попутно с высокосернистой нефтью, содержится до 5%  $H_2S$ . Весьма высоким содержанием сероводорода характеризуются некоторые природные газы (оренбургские).

Наличие сероводорода в городском газе строго ограничивается. Согласно ГОСТ-5542-50 и 6763-53, в 1  $м^3$  газа для коммунально-бытового потребления и в сжатых газах для газобаллонных автомобилей не должно содержаться более 0,02 г сероводорода.

Определение содержания сероводорода в газе основано на образовании сернистых солей (сульфидов) в результате взаимодействия сероводорода с уксуснокислыми солями свинца, цинка или кадмия. При качественной пробе на отсутствие сероводорода в газах уксусносвинцовая бумажка (приготовленная путем пропитывания фильтровальной бумаги раствором уксуснокислого свинца) не должна темнеть при пропускании через пробирку в течение 5 мин 10 л газа. Чем выше содержание сероводорода в газе, тем больше образуется сернистого свинца и тем сильнее окрашивается смоченная ра-

створом уксуснокислого свинца фильтровальная бумажка. По цвету ее окраски можно приблизительно судить о содержании в газе сероводорода. О примерном содержании сероводорода в газе (в г/м<sup>3</sup>) в зависимости от цвета фильтровальной бумаги, пропитанной раствором уксуснокислого свинца, можно судить по следующим цветам и оттенкам:

Светло-желтый до желто-коричневого . . . . .	0,01—0,02
Желто-коричневый до бурого . . . . .	0,02—0,06
Бурый до черного . . . . .	0,06—0,15

Количественное определение сероводорода в газе согласно ГОСТ-11382-65 основано на поглощении сероводорода уксуснокислым свинцом, нанесенным на силикогель.

Очистка газа от сероводорода также основана на его кислотных свойствах и производится в газоочистных коробках или башнях, заполненных гидроксидом железа, с образованием закиси железа, сернистого железа и элементарной серы.

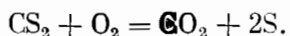
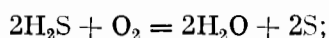
При большой концентрации сероводорода в газе поглощение H<sub>2</sub>S осуществляют моноэтаноламином или другими поглотителями с последующим выделением H<sub>2</sub>S путем нагрева поглотительного раствора паром. Выделяющийся H<sub>2</sub>S используют для производства серы.

**Органические соединения серы.** Наряду с сероводородом в газе может содержаться сероуглерод CS<sub>2</sub> и другие органические соединения серы.

В 1 м<sup>3</sup> городского газа, вырабатываемого из каменных углей, содержится обычно от 0,15 до 0,25 г сероуглерода и других органических сернистых соединений. Наличие даже малых концентраций сероуглерода в газе весьма нежелательно.

Органические сернистые соединения частично удаляются из газа при пропускании последнего через коробки, заполненные гашеной известью. В английской газовой промышленности добиваются более полного удаления органических сернистых соединений путем каталитической их гидрогенизации с применением никелевых и других катализаторов. При гидрогенизации органических сернистых соединений получают сероводород, который удаляют затем из газа описанными выше методами.

Для очистки газа от органической серы применяют также активированный уголь. На поверхности активированного угля происходит экзотермический процесс окисления органических сернистых соединений и сероводорода воздухом с образованием элементарной серы

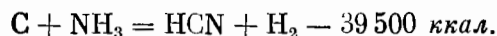


При накоплении серы в количестве, примерно равном весу активированного угля, последний регенерируют.

**Цианистые соединения.** Из цианистых соединений в коксовом газе содержится преимущественно цианисто-водородная (синильная) кислота HCN. Ее молекулярный вес равен 27. При нормальных условиях HCN представляет собой бесцветную легкую жидкость с температурой кипения 26°.

HCN вследствие низкой температуры кипения находится в горючих газах в газообразном состоянии. Синильная кислота и ее соли чрезвычайно ядовиты.

Образование HCN возможно в результате взаимодействия углерода топлива с аммиаком по уравнению



В процессе коксования в HCN переходит в среднем от 1 до 2% азота, содержащегося в топливе. Содержание HCN в 1 м<sup>3</sup> сырого коксового газа составляет обычно от 0,5 до 1,5 г (от 0,04 до 0,013% по объему).

HCN обладает сильно корродирующим воздействием на железо, медь, цинк, олово и их сплавы. При сжигании газа HCN сгорает с образованием окислов азота.

В СССР в газе для коммунально-бытового потребления и в сжатых газах для газобаллонных автомобилей в соответствии с ГОСТ-5570-50 и 6763-53 допускается содержание цианистых соединений в пересчете на HCN не более 0,05 г/м<sup>3</sup>.

В процессе очистки газа от сероводорода посредством гидрата окиси железа происходит освобождение газа также от большей части HCN с образованием Fe<sub>3</sub>(CN)<sub>6</sub>.

## КЛАССИФИКАЦИЯ ГАЗООБРАЗНОГО ТОПЛИВА

Эффективность использования газа, в особенности в высокотемпературных процессах, в значительной степени определяется его жаропроизводительностью. В зависимости от жаропроизводительности различные виды газообразного топлива можно разбить на три группы.

В первую группу входят газы с малым содержанием балласта и жаропроизводительностью выше 2000°, позволяющей эффективно применять их в высокотемпературных процессах.

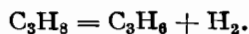
Вторую группу составляют газы, содержащие от 50 до 70% балласта. Их жаропроизводительность большей частью 1500—1800°. Эти газы целесообразно использовать лишь в среднетемпературных и низкотемпературных процессах.

В третью группу входят газы, содержащие более 70% балласта и обладающие жаропроизводительностью ниже 1200°. Эту группу составляют газы, получаемые в виде побочного продукта в ряде технологических процессов. Вследствие низкой жаропроизводительности их выпускают в атмосферу без использования, что, естественно, вызывает большие потери горючего, а кроме того, загрязняет воздушный бассейн городов окисью углерода и углеводородами.

Энергетическая классификация различных видов газообразного топлива, в зависимости от их жаропроизводительности, приведена в табл. 95.

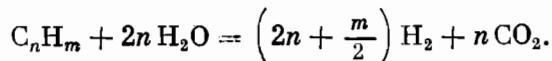
Наряду с использованием горючих газов в качестве топлива их широко применяют также для химических синтезов. Современная промышленность органического синтеза в значительной степени основана на применении этилена, пропилена, бутилена — ненасыщенных углеводородов, содержащихся в нефтезаводских газах. Поэтому ненасыщенные углеводороды C<sub>2</sub>H<sub>4</sub> — C<sub>4</sub>H<sub>8</sub> следует рассматривать прежде всего как потенциальное сырье для химических синтезов.

Большое значение для химической промышленности имеют также насыщенные углеводороды C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>, C<sub>3</sub>H<sub>8</sub> и C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>, путем дегидрогенизации которых можно получать соответствующие ненасыщенные высокореакционноспособные газы



пропан пропилен водород

Природный газ, нефтезаводские газы и другие виды газообразного топлива являются также основным видом сырья для получения по конверсионному методу водорода по уравнению



Газообразное топливо в соответствии с выходом водорода (в %) в процессе конверсии можно разбить на следующие три группы:

<b>I. С высоким выходом водорода (выше 300%)</b>		<b>Газы, получаемые при газификации под высоким давлением</b>	
Сжиженный газ . . . . .	1150	Двойной водяной газ . . . . .	110
Газ прямой перегонки нефти . .	1100	Водяной газ . . . . .	90
Крекинг-газы . . . . .	600	Парокислородный газ . . . . .	85
Газы-пиролиза . . . . .	500	<b>III. С низким выходом водорода (ниже 80%)</b>	
Нефтепромысловый газ . . . . .	450	Генераторный газ из битуминозного топлива . . . . .	50
Природный газ . . . . .	400	Генераторный газ из тощего топлива . . . . .	40
<b>II. Со средним выходом водорода (от 80 до 300%)</b>		Доменный газ . . . . .	32
Полукоксовый газ (из каменных углей) . . . . .	270		
Коксовый газ . . . . .	160		

Таблица 95

Состав и теплотехнические характеристики газообразного топлива

Газ	Состав							Теплота сгорания $Q_H$ , ккал/м <sup>3</sup>	Жаропрод- водитель- ность с уче- том влаги воздуха $t'_{max}$ , °C
	CH <sub>4</sub>	Прочие угле- водоро- ды	H <sub>2</sub>	CO	O <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>		
<b>Высокой жаропроизводи- тельности</b>									
Водяной . . . . .	0,5	—	51	38	0,2	6,3	4,0	2500	2180
Коксовый . . . . .	25	2	58	7	1	3	4	4300	2090
Парокислородный . . .	3	0,5	39	34	0,2	20,3	3	2400	2030
Нефтепромысловый . .	30—60	30—60	—	—	—	1	3—10	9000— 12000	2030
Полукоксовый — камен- ноугольный . . . . .	54	7	9	9	—	13	8	6000	2030
Природный . . . . .	96	2	—	—	—	—	2	8500	2010
<b>Средней жаропроизводи- тельности</b>									
Генераторный из биту- минозного топлива . . .	2,5	0,3	13	28	0,2	7	49	1500	1720
Генераторный из тощего топлива . . . . .	0,6	—	13	27	—	6	53,4	1200	1640
Доменный . . . . .	0,3	—	2,7	28	—	10,5	58,5	940	1470

## Глава XXIII

### ПРИРОДНЫЙ ГАЗ

Природный газ является важнейшим видом газообразного топлива. Количество используемого в СССР природного газа (в пересчете на условное топливо) в несколько раз превышает потребление всех других видов газообразного топлива, вместе взятых.

Аналогичное положение природный газ занимает и в мировом топливном балансе [197].

## СОСТАВ И СВОЙСТВА ПРИРОДНОГО ГАЗА

Горючая масса природных газов состоит из метана и его гомологов.

В зависимости от углеводородного состава добываемого газа, газовые месторождения подразделяют на чисто газовые и газоконденсатные.

Природный газ чисто газовых месторождений состоит в основном из метана и содержит небольшой процент других углеводородов, преимущественно этана. Содержание бутана и более тяжелых углеводородов измеряется обычно долями процента.

Газ газоконденсатных месторождений содержит наряду с метаном значительное количество его гомологов: этана, пропана, бутана, пентана и более тяжелых, легко конденсирующихся углеводородов. Поэтому добываемый газ отделяют от конденсата, используемого для производства сжиженных газов и жидкого моторного топлива.

Количество конденсата, содержащегося в некоторых газоконденсатных месторождениях, составляет около 300 л на 1 м<sup>3</sup>, или 35% по отношению к его теплоте сгорания. В 1967 г. в стране получено более 1 млн. т газового конденсата. В 1970 г. добычу конденсата намечено довести до 4 млн. т [139]. Отделенный от конденсата газ близок по составу к сухому природному, добываемому в чисто газовых месторождениях.

Балластирующими компонентами природных газов являются N<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> и He.

Природный газ основных месторождений СССР содержит небольшое количество балласта, в основном N<sub>2</sub>. Лишь в некоторых природных газах, не имеющих первостепенного значения, содержится повышенное количество азота (10% и более). Содержание N<sub>2</sub> и CO<sub>2</sub> в природных газах некоторых месторождений Польши достигает 50% [140].

Природный газ большинства месторождений СССР является бессернистым или содержит весьма малое количество сероводорода, от которого газ очищают перед его подачей по магистральным газопроводам.

Состав природных газов основных месторождений СССР приведен в табл. 96, а теплотехнические характеристики — в табл. 97.

Природный газ обладает рядом существенных преимуществ по сравнению с рассмотренными ранее видами твердого и жидкого топлива, а именно:

1) производительность труда при добыче природного газа примерно в 5 раз выше, чем при добыче нефти, и в 35 раз выше, чем при шахтной добыче угля [10];

2) стоимость добычи природного газа значительно ниже, чем других видов топлива;

3) природный газ используют в качестве топлива, не прибегая к сложной и дорогостоящей переработке, характерной для жидкого топлива, а также искусственных видов твердого и газообразного топлива;

4) высокая жаропроизводительность природного газа позволяет эффективно применять его в качестве технологического и энергетического топлива;

5) полное отсутствие серы придает особую ценность природному газу, предназначенному для использования в технологии и коммунальном хозяйстве;

6) отсутствие в составе газа токсичной окиси углерода предотвращает возможность отравления в случае утечки газа, что особенно важно при его использовании в квартирах;

7) высокая теплота сгорания обуславливает возможность дальнего транспорта природного газа;

8) при работе на природном газе обеспечиваются: возможность авторегулировки процесса горения, высокая производительность и хорошие условия труда обслуживающего персонала;

9) использование природного газа позволяет значительно интенсифицировать работу топок, печей и котлов и соответственно снизить стоимость оборудования и уменьшить габариты;

Т а б л и ц а 86

## Средний состав некоторых природных газов

Месторождение	Состав газа, %							Теплота сгорания $Q_H$ , ккал/м <sup>3</sup>	Удельный вес по воздуху
	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> S	
Ставропольское (хадумский горизонт) . . . . .	98,7	0,35	0,12	0,06	—	0,1	0,07	—	0,56
Ставропольское (горизонт Зеленая свита) . . . . .	85,0	4,4	2,4	1,8	1,3	0,1	5,0	—	0,67
Волгоградское (верейский горизонт) . . . . .	88,5	0,5	0,1	—	—	—	0,9	—	0,56
Еланское (Саратовская обл.; верейский горизонт) . . . . .	94,0	1,8	0,4	0,1	0,1	0,1	3,5	—	0,59
Степновское (Саратовская обл.; девонский горизонт) . . . . .	95,1	2,3	0,7	0,4	0,8	0,2	0,5	—	0,60
Бугурусланское . . . . .	81,7	5,0	2,0	1,2	0,6	0,4	8,5	0,6	0,66
Дашанское (УССР) . . . . .	98,3	0,3	0,12	0,15	—	0,1	1,03	—	0,56
Шебелинское (УССР) . . . . .	93,5	4,0	1,0	0,5	0,5	0,1	0,4	—	0,61
Березанское (Краснодарский край) . . . . .	89,6	4,1	0,7	0,1	1,3	3,8	0,4	—	0,64
Ленинградское (Краснодарский край) . . . . .	90,9	5,2	1,3	0,2	1,5	—	0,9	—	0,63
Краснооктябрьское, Осиновское, Курдюкинское (Куйбышевская и Оренбургская обл.) . . . . .	78,3	6,4	1,7	—	—	0,6	12,8	—	0,66
Вой-Войжское, Нгбельское, Верхне- и Нижне-Омринское (Коми АССР) . . . . .	85,0	3,3	1,2	0,5	—	0,1	9,9	—	0,63
Джебильское (Коми АССР) . . . . .	91,5	3,3	1,4	—	1,6	0,2	2,0	—	0,62
Березовское (Тюменская обл.) . . . . .	94,6	0,5	0,3	0,2	—	1,1	3,3	—	0,59
Деминское (Тюменская обл.) . . . . .	92,6	0,4	0,3	0,2	0,1	0,5	5,9	—	0,59
Усть-Вилуйское (Якутская АССР) . . . . .	90,0	4,5	0,9	0,3	1,1	0,2	3,0	—	0,63
Собо-Хаинское (Якутская АССР) . . . . .	93,8	2,9	1,0	0,6	—	—	1,7	—	0,59
Карадагское (Азербайджанская ССР) . . . . .	96,4	1,5	0,1	0,1	0,1	1,8	—	—	0,58
Мубарекское, Джаркское (Узбекская ССР) . . . . .	90,4	2,7	0,9	0,2	0,6	—	5,2	—	0,60
Майли Су IV (Киргизская ССР) . . . . .	94,8	0,8	0,2	0,1	0,6	—	3,5	—	0,59
Кызыл-Тумшукское (Таджикская ССР) . . . . .	88,5	—	0,9	0,2	0,4	—	10,0	—	0,62
Кызыл-Кумское (Туркменская ССР) . . . . .	93,5	2,6	1,4	2,5	—	—	—	—	0,62

Таблица 97

Теплотехнические характеристики некоторых природных газов

Месторождение	Теплота сгорания $Q_p$ $\text{ккал/м}^3$	Теоретический объем воздуха $V_0$ , $\text{м}^3/\text{м}^3$	Теоретический объем су- хих продуктов горения $V_0$ , $\text{м}^3/\text{м}^3$ с. г.	Теоретический объем влажных продуктов горе- ния $V_{\Sigma}$ , $\text{м}^3/\text{м}^3$	Отношение объемов сухих и влажных продуктов горения $B$	Теплота сгорания, отпе- сенная к 1 $\text{м}^3$ сухих про- дуктов горения $P$ , $\text{ккал/м}^3$	Теплота сгорания, отпесен- ная к 1 $\text{м}^3$ влажных про- дуктов горения $R$ , $\text{ккал/м}^3$	Жаропроизводительность при сжигании в абсолютно сухом воздухе $t_{\text{max}}$ , $^{\circ}\text{C}$	Жаропроизводительность при сжигании в воздухе, содержащем 1% влаги (по массе) $t_{\text{max}}$ , $^{\circ}\text{C}$	$\text{RO}_2$ сухих продуктов горения, %
Ставропольское (халум- ский горизонт) . . . . .	8530	9,5	8,5	10,5	0,81	1000	815	2040	2010	11,8
Ставропольское (гори- зонт Зеленая свита) . . .	9400	10,4	9,4	11,5	0,82	1000	815	2040	2010	12,2
Волгоградское (верей- ский горизонт) . . . . .	8530	9,5	8,5	10,5	0,81	1000	815	2040	2010	11,8
Елшанское (Саратовская обл.; верейский гори- зонт) . . . . .	8440	9,4	8,4	10,4	0,81	1000	810	2030	2000	11,8
Степновское (Саратов- ская обл.; девонский горизонт) . . . . .	9030	10,0	9,0	11,1	0,81	1000	815	2040	2010	12,0
Бугурусланское . . . . .	8770	9,7	8,8	10,8	0,81	990	810	2030	2000	12,0
Дашавское (УССР) . . . .	8520	9,5	8,5	10,5	0,81	1000	815	2040	2100	11,8
Шебелинское (УССР) . .	9130	10,1	9,1	11,2	0,81	1000	815	2040	2010	12,0
Березанское (Красно- дарский край) . . . . .	8930	9,9	8,9	11,0	0,81	1000	810	2040	2010	12,4
Ленинградское (Красно- дарский край) . . . . .	9440	10,5	9,4	11,5	0,82	1000	820	2045	2015	12,1
Краснооктябрьское, Оси- новское, Кирюшкинское (Куйбышевская и Орен- бургская обл.) . . . . .	8060	8,9	8,2	10,0	0,82	990	810	2040	2010	11,8
Вой-Войжское, Нибель- ское, Верхне- и Ниж- не-Омринское (Коми АССР) . . . . .	8180	9,1	8,25	10,1	0,81	990	810	2030	2000	11,8
Джебольшое (Коми АССР) . . . . .	9200	10,2	9,2	11,4	0,81	1000	810	2035	2005	12,1
Березовское (Тюменская обл.) . . . . .	8310	9,2	8,3	10,25	0,81	1000	810	2040	2010	11,8
Деминское (Тюменская обл.) . . . . .	8150	9,1	8,2	10,1	0,81	1000	810	2040	2010	11,7
Усть-Вилуйское (Якут- ская АССР) . . . . .	10050	10,1	9,1	11,1	0,81	1000	810	2030	2010	12,0
Собо-Хайнское (Якут- ская АССР) . . . . .	8840	9,8	8,8	10,9	0,81	1000	810	2040	2010	11,9
Каралагское (Азербай- джанская ССР) . . . . .	8565	9,5	8,6	10,5	0,81	1000	810	2040	2010	12,1
Мубарекское, Джаркак- ское (Узбекская ССР) . .	8610	9,6	8,6	10,6	0,81	1000	810	2040	2010	11,8
Майли Су IV (Киргиз- ская ССР) . . . . .	8520	9,5	8,5	10,5	0,81	1000	810	2040	2010	11,8
Кызыл-Тумшукское (Таджикская ССР) . . .	7900	8,8	8,0	9,9	0,81	1000	810	2040	2010	11,8
Кызыл-Кумское (Турк- менская ССР) . . . . .	9410	10,4	9,4	11,5	0,82	1000	810	2045	2015	12,0
Средние значения	8667	9,75	8,75	10,8	0,81	1000	810	2040	2010	11,8
Метан . . . . .	8558	9,52	8,52	10,52	0,81	1000	810	2043	2010	11,8



10) при работе на природном газе можно обеспечить достижение весьма высоких к.п.д., особенно при осуществлении методов комплексного (ступенчатого) использования тепла в высокотемпературных и низкотемпературных установках;

11) применение природного газа устраняет загрязнение воздушного бассейна золой и окислами серы, а также обусловленную этим необходимость сооружения высоких и дорогих труб для отвода продуктов сгорания;

12) продукты полного сгорания природного газа, отводимые от котлов и печей, можно использовать в качестве инертных газов и дарового источника углекислоты.

Народнохозяйственная ценность природного газа в большой степени возрастает благодаря возможности эффективного его использования в химической технологии:

а) для производства водорода и вырабатываемых с его применением синтетических спиртов, синтетического аммиака, азотной кислоты и минеральных удобрений;

б) для органического синтеза с использованием в качестве первичного продукта основного компонента природных газов — метана и выделяемых из природных газов этана, пропана и бутана;

в) для производства сажи;

г) для неполного окисления метана с получением формальдегида;

д) для производства ацетиленов и химических синтезов на его основе.

В соответствии с высокой эффективностью добычи и применения природного газа XX съезд КПСС в 1956 г. принял решение о коренном изменении структуры топливного баланса и опережающем развитии добычи нефти и газа.

В 1958 г. были предприняты меры для дальнейшего развития газовой промышленности и газоснабжения предприятий и городов СССР.

Темп роста добычи природного газа (включая попутный нефтепромысловый) и увеличение его доли в топливном балансе иллюстрируются следующими данными.

В 1945 г. было добыто около 3 млрд.  $\text{м}^3$  газа и доля газа в топливном балансе составила 2,3%. За следующие десять лет, к 1955 г., добыча газа возросла почти в три раза, но его удельный вес в топливном балансе остался почти на прежнем уровне.

В 1960 г. добыча газа возросла до 45,3 млрд.  $\text{м}^3$ , а его доля в топливном балансе увеличилась до 7,9%.

В 1965 г. количество добытого газа достигло 127,7 млрд.  $\text{м}^3$ , что обеспечило увеличение его доли в топливном балансе до 15,6% [1].

В 1969 г. было добыто 183 млрд.  $\text{м}^3$  газа [2], а его удельный вес в топливном балансе превысил 18%.

Количество добытого в 1969 г. природного газа и попутного нефтепромыслового газа примерно в четыре раза превышает по теплу добычу всех видов топлива до революции, в 1913 г. Доля природного газа по теплу превышает 86% суммарного теплосодержания природного и нефтепромыслового газов.

В 1968 г. в СССР добыто природного газа примерно в 13 раз больше, чем в 1958 г.

В Москве, Киеве, Днепропетровске доля природного газа в топливном балансе составляет две трети, а в топливном балансе районов Центра, Северного Кавказа, Закавказья и в Средней Азии — около 40—50%.

Важно отметить, что в суммарном приросте добычи и производства всех видов котельно-печного топлива на долю природного газа приходится более 60%.

Себестоимость 1000  $\text{м}^3$  природного газа в 1966 г. составила 44 коп., т. е. почти в три раза меньше, чем в 1956 г.

В результате применения природного газа в народном хозяйстве в 1958—1965 гг. достигнута экономия около 7,8 млрд. руб. [141].

В 1967 г. в газодобывающей промышленности работало всего лишь 7300 чел. [142], а в угольной более миллиона [1]. При этом доля угля в топливном балансе СССР превышала долю газа всего лишь в 2,3 раза.

Следовательно, если бы за короткий срок не была создана мощная промышленность природного газа, то для обеспечения потребности страны в горючем пришлось бы дополнительно привлечь для работы в угольных шахтах и разрезах несколько сот тысяч рабочих.

Интересно отметить, что в угольной промышленности Великобритании в 1966 г. работало около 500 тыс. человек при добыче угля 175 млн. *т* [143]. По запасу тепла это количество угля значительно уступает добываемому в СССР природному газу.

Промышленность природного газа развивается в СССР более быстрыми темпами, чем в США. Так, увеличение добычи газа с 30 до 160 млрд.  $\text{м}^3$  в год в СССР было достигнуто за 9 лет, а в США за 25 лет [5].

Министр газовой промышленности СССР А. К. Кортунов указал в 1967 г. на широкие перспективы дальнейшего развития добычи природного газа в стране и его использования в различных областях народного хозяйства [5].

В конце 1970 г. «Известия» (23. XII) отметили стремительные темпы роста нефтяной и газовой промышленности:

«Все большее значение приобретает в нашей жизни газовая индустрия. В голубом топливе сегодня нуждаются ведущие отрасли промышленности — энергетика, металлургия, химия, машиностроение. На его основе вырабатывается 30 процентов электроэнергии, с применением газа выплавляется 80 процентов стали и чугуна. Газификация народного хозяйства и быта, осуществленная в этой пятилетке, сэкономила нашей стране огромные средства, способствовала техническому прогрессу во многих областях производства, улучшила условия жизни людей».

## ЗАПАСЫ ПРИРОДНОГО ГАЗА В СССР

Потенциальные ресурсы природного газа в СССР на 1.1 1966 г. оценивались в 67 триллионов  $\text{м}^3$  [5].

Наиболее крупные запасы газа сосредоточены в следующих районах (в триллионах  $\text{м}^3$ )

Западная Сибирь . . . . .	17	Казахстан . . . . .	5	Коми АССР . . . . .	1
Восточная Сибирь . . . . .	17	Северный Кавказ . . . . .	4	Дальний Восток . . . . .	1
Средняя Азия . . . . .	10	Украина . . . . .	4		
Волго-Уральский район	6	Закавказье . . . . .	2		

Из вышеприведенных данных видно, что огромные ресурсы природного газа сконцентрированы в Западной Сибири (преимущественно в Тюменской области), в Восточной Сибири (главным образом в Якутии) и в Средней Азии (Туркменская и Узбекская ССР).

Наряду с этим весьма крупные запасы природного газа сосредоточены в Европейской части [Союза — в Волго-Уральском районе (Оренбургская, Саратовская, Волгоградская области и др.), на Северном Кавказе (Краснодарский и Ставропольский край), в Восточной и Западной Украине.

Промышленные запасы природного газа на 1 января 1968 г. составили 8 триллионов  $\text{м}^3$ , а на 1 января 1970 г. — более 12 триллионов  $\text{м}^3$  [224] и являются наиболее крупными в мире.

Для передачи природного газа сооружена сеть магистральных газопроводов протяженностью более 50 000 км.

Первый крупный магистральный газопровод ( $\phi$  320 мм) Саратов—Москва был введен в эксплуатацию в 1946 г. Затем из труб большого диаметра были сооружены газопроводы Дашава — Москва, Северный Кавказ — Москва (три нитки), Серпухов — Ленинград (две нитки), Шебелинка — Киев,

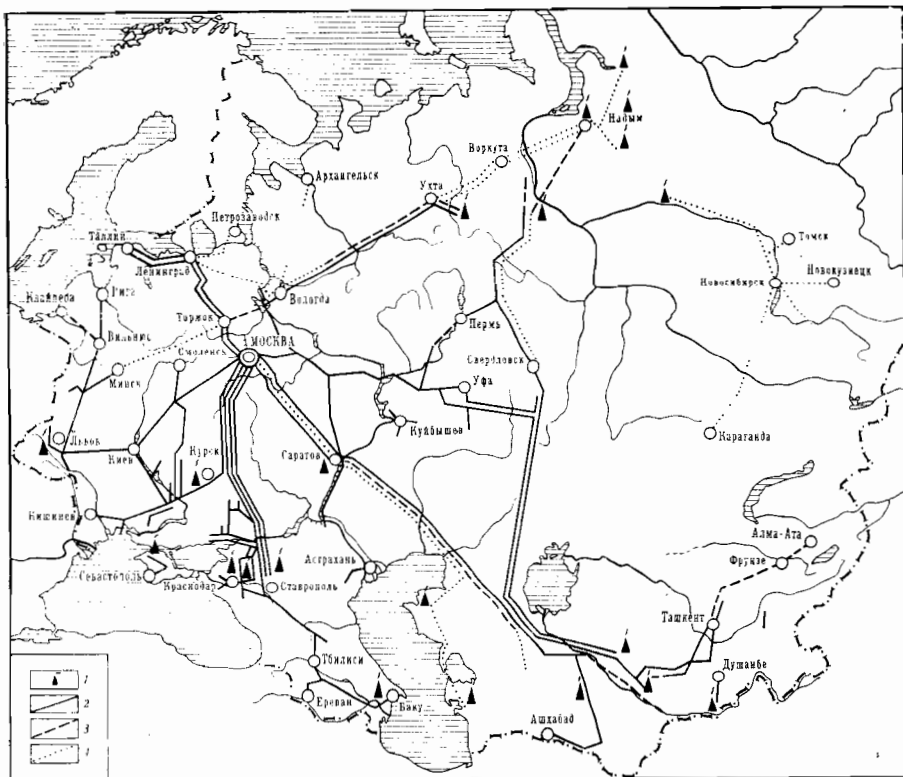


Рис. 27. Схема магистральных газопроводов СССР

Бухара — Урал (две нитки), Средняя Азия — Центр и многие другие. Промышленные месторождения газа (1) и схема действующих (2), сооружаемых (3) и проектируемых (4) магистральных газопроводов показаны на рис. 27.

Характерной особенностью сооружаемых в СССР магистральных газопроводов является применение труб большого диаметра. Так, к 1966 г. более 50% всех магистральных газопроводов было сооружено из труб диаметром не менее 720 мм, в том числе более 20% из труб диаметром 1020 мм.

Применение труб большого диаметра позволило значительно повысить технико-экономические показатели газовых коммуникаций страны. Так, сооружение газопроводов диаметром 1020 мм, по которым бухарский газ поступает в Москву и на Урал, позволило снизить их металлоемкость в 6 раз, капиталовложения в 4 раза и эксплуатационные расходы в 5 раз по сравнению с газопроводами диаметром 300 мм [5].

Средний диаметр газопроводов в СССР значительно выше, чем в США. Сооружение новых сверхмощных газопроводов, по которым природный газ будет подаваться в ближайшие годы, намечено осуществить из труб еще большего диаметра, вплоть до 2500 мм. Стоимость газопровода из труб такого диаметра в 6 раз выше, чем газопровода диаметром 1020 мм, а пропускная способность будет выше в 10,5 раза и достигнет 90—100 млрд.  $\text{м}^3$  природного газа в год по одной нитке.

Для обеспечения потребителей газом в период зимнего максимума созданы подземные хранилища газа в пористых пластах, в том числе: Калужское и Щелковское близ Москвы, Гатчинское у Ленинграда, Олишевское близ Киева, Полторацкое близ Ташкента [5].

Суммарная вместимость подземных хранилищ измеряется миллиардами кубометров природного газа. Подземные хранилища, обеспечивая надежную подачу газа, позволяют отказаться в ряде случаев от применения твердого и жидкого резервного топлива и применять в промышленности наиболее эффективное и дешевое оборудование, создаваемое для работы на газе.

В 1969 г. добыча природного и попутного нефтепромыслового газов превысила 182 млрд. м<sup>3</sup>; в 1970 г. запланировано добыть около 196 млрд. м<sup>3</sup>. К концу XX столетия добыча природного газа в СССР должна возрасти примерно в 8—10 раз по сравнению с 1970 г. [224].

Структура использования газа в 1968 г. по видам потребителей характеризуется следующими цифрами (в %) <sup>1</sup>:

Коммунально-бытовые нужды . . .	12,3	нефтяная и газовая . . . . .	8,1
Промышленность (без электростанций) . . . . .	56,9	строительных материалов . . .	5,2
в том числе:		легкая . . . . .	1,3
химическая . . . . .	6,2	пищевая . . . . .	3,4
металлургическая . . . . .	16,1	прочие отрасли . . . . .	2,0
цементная . . . . .	5,1	Электростанции . . . . .	25,9
машиностроительная и металло- обрабатывающая . . . . .	9,5	Транспорт . . . . .	0,3
		Сельское хозяйство . . . . .	0,2

Придавая большое значение повышению эффективности использования газообразного топлива, Правительство утвердило в 1970 г. «Положение о газовом надзоре в СССР» <sup>2</sup>.

Основной задачей газового надзора является осуществление контроля за рациональным и эффективным использованием газа как топлива на предприятиях и в организациях, за соблюдением единого порядка отпуска газа потребителям, за техническим уровнем оборудования и приборов, за внедрением новой техники в области использования газообразного топлива и за соблюдением установленных режимов потребления газа.

## ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ

Состав природных газов основных месторождений СССР и их теплотехнические характеристики даны в табл. 96 и 97.

Из этих таблиц видно, что различия в теплоте сгорания некоторых природных газов довольно значительны. Так, колебания в теплоте сгорания природных газов различных горизонтов Ставропольского месторождения достигают 900 ккал/нм<sup>3</sup>, т. е. около 10%.

Различие в теплоте сгорания дашавского и шебелинского природных газов, добываемых на Украине, — около 600 ккал/нм<sup>3</sup>, т. е. ~ 7%.

Однако, поскольку с увеличением теплоты сгорания природных газов почти в такой же степени возрастают объемы воздуха, необходимого для сгорания газов и образующихся продуктов сгорания, теплосодержание 1 нм<sup>3</sup> продуктов сгорания и жаропроизводительность природных газов основных месторождений СССР колеблются в весьма малых пределах.

Так, жаропроизводительность природных газов, приведенная в табл. 97, колеблется от 2030 до 2045°, а теплосодержание 1 нм<sup>3</sup> продуктов горения *P* остается практически неизменным.

Указанное положение подчеркивает целесообразность использования в качестве основных характеристик природных газов при выполнении теплотехнических расчетов этих стабильных величин, практически не меняющихся при изменении состава природных газов. Применение обобщенных характеристик продуктов сгорания позволяет значительно упростить и удешевить теплотехнические испытания, проводимые с целью установления потерь тепла и определения эффективности использования природного газа.

Важно отметить, что теплота сгорания, отнесенная к единице объема продуктов сгорания в стехиометрическом объеме воздуха, и обусловленные этой величиной жаропроизводительность, калориметрическая и теоретическая температуры горения газов, а также соотношение объемов сухих

<sup>1</sup> Газовая промышленность, 1970, № 4, стр. 55.

<sup>2</sup> «Известия», 29 апреля 1970 г., стр. 3.

и влажных продуктов сгорания природных газов практически однозначно определяются аналогичными характеристиками метана.

Указанное положение иллюстрируют данные, приведенные в табл. 97.

В табл. 98 приведены состав сухих продуктов сгорания природного газа с различным избытком воздуха и температуры, развиваемые при полном сгорании газа в холодном воздухе [6]. В табл. 99 приведена калориметрическая температура сгорания природного газа при подогреве воздуха [144].

Т а б л и ц а 98

Состав и теплотехнические характеристики продуктов полного сгорания природного газа

Состав, %			Коэффициент разбавления сухих продуктов горения $h$	Коэффициент избытка воздуха $\alpha$	Температура горения		Состав, %			Коэффициент разбавления сухих продуктов горения $h$	Коэффициент избытка воздуха $\alpha$	Температура горения	
CO <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>			калориметрическая $t'_{\text{кал}}, ^\circ\text{C}$	расчетная $t'_{\text{расч}}, ^\circ\text{C}$	CO <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>			калориметрическая $t'_{\text{кал}}, ^\circ\text{C}$	расчетная $t'_{\text{расч}}, ^\circ\text{C}$
11,8	0,0	88,2	1,00	1,60	2010	1920	6,2	10,0	83,8	1,90	1,82	1260	—
11,6	0,4	88,0	1,02	1,02	1990	1900	6,0	10,3	83,7	1,96	1,87	1230	—
11,4	0,7	87,9	1,03	1,03	1970	1880	5,8	10,7	83,5	2,03	1,94	1200	—
11,2	1,1	87,7	1,05	1,05	1940	1870	5,6	11,0	83,4	2,11	2,00	1170	—
11,0	1,4	87,6	1,07	1,06	1920	1860	5,4	11,4	83,2	2,18	2,07	1140	—
10,8	1,8	87,4	1,09	1,08	1900	1850	5,2	11,8	83,0	2,26	2,15	1100	—
10,6	2,1	87,3	1,11	1,10	1880	1840	5,0	12,1	82,9	2,36	2,22	1070	—
10,4	2,5	87,1	1,13	1,12	1850	1820	4,8	12,5	82,7	2,46	2,31	1040	—
10,2	2,8	87,0	1,15	1,14	1820	1790	4,6	12,8	82,6	2,56	2,41	1000	—
10,0	3,2	86,8	1,18	1,16	1800	1770	5,4	13,2	82,4	2,68	2,51	960	—
9,8	3,6	86,6	1,20	1,18	1780	—	4,2	13,5	82,3	2,81	2,62	930	—
9,6	3,9	86,5	1,23	1,20	1760	—	4,0	13,9	82,1	2,94	2,75	900	—
9,4	4,2	86,4	1,25	1,22	1730	—	3,8	14,2	82,0	3,11	2,90	—	—
9,2	4,6	86,2	1,28	1,25	1700	—	3,6	14,6	81,8	3,28	3,05	—	—
9,0	5,0	86,0	1,31	1,28	1670	—	3,4	15,0	81,6	3,47	3,20	—	—
8,8	5,3	85,9	1,34	1,30	1650	—	3,2	15,3	81,5	3,69	3,40	—	—
8,6	5,7	85,7	1,37	1,33	1620	—	3,0	15,7	81,3	3,94	3,65	—	—
8,4	6,1	85,5	1,40	1,36	1600	—	2,8	16,0	81,2	4,21	3,90	—	—
8,2	6,4	85,4	1,44	1,40	1570	—	2,6	16,4	81,0	4,54	4,20	—	—
8,0	6,8	85,2	1,47	1,43	1540	—	2,4	16,7	80,9	4,92	4,50	—	—
7,8	7,1	85,1	1,51	1,46	1510	—	2,2	17,1	80,7	5,36	4,90	—	—
7,6	7,5	84,9	1,55	1,50	1470	—	2,0	17,4	80,6	5,90	5,40	—	—
7,4	7,8	84,8	1,59	1,53	1440	—	1,8	17,8	80,4	6,55	6,00	—	—
7,2	8,2	84,6	1,64	1,57	1410	—	1,6	18,2	80,2	7,38	6,70	—	—
7,0	8,5	84,5	1,68	1,61	1380	—	1,4	18,5	80,1	8,43	7,70	—	—
6,8	8,9	84,3	1,73	1,66	1350	—	1,2	18,9	79,9	9,83	8,90	—	—
6,6	9,2	84,2	1,79	1,71	1320	—	1,0	19,2	79,8	11,8	10,70	—	—
6,4	9,6	84,0	1,85	1,76	1290	—							

CO<sub>2max</sub> природных газов чисто газовых месторождений, состоящих в основном из метана и содержащих незначительное количество его гомологов, азота и углекислого газа, равно 11,8%. При увеличении содержания в газе гомологов метана и в особенности CO<sub>2</sub> величина CO<sub>2max</sub> возрастает и подлежит определению по составу газа или продуктов его сгорания.

CO<sub>2max</sub> природных и других углеводородных газов, содержащих более 75% метана, можно подсчитать по следующей формуле с эмпирически подобранными коэффициентами, учитывающими различие в CO<sub>2max</sub> метана и его гомологов и увеличение объема сухих продуктов сгорания при замещении

Т а б л и ц а 99

Калориметрическая температура сгорания природного газа (в °С) в зависимости от температуры подогрева воздуха для различного значения  $\alpha$

Коэффициент расхода воздуха $\alpha$	Температура подогрева воздуха, °С												
	20	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000	1100	1200
0,2	460	500	536	590	625	600	740	775	880	845	895	940	980
0,3	920	945	980	1040	1080	1130	1190	1240	1295	1340	1410	1460	1510
0,4	1215	1250	1310	1365	1390	1470	1530	1590	1640	1710	1760	1830	1890
0,5	1380	1430	1500	1545	1620	1680	1740	1810	1860	1940	2000	2070	2135
0,6	1610	1650	1785	1780	1840	1900	1960	2015	2150	2155	2210	2275	2360
0,7	1731	1780	1840	1915	1970	2040	2095	2220	2235	2300	2370	2440	2500
0,8	1885	1940	2010	2065	2130	2200	2260	2330	2390	2460	2515	2550	—
0,9	1980	2030	2090	2150	2220	2290	2355	2420	2500	—	—	—	—
1,0	2050	2120	2200	2250	2320	2385	2450	2510	2560	—	—	—	—
1,2	1810	1860	1930	2000	2070	2135	2200	2280	2345	2420	2480	—	—
1,4	1610	1660	1735	1800	1870	1950	2030	2100	2160	2250	2340	2410	2490
1,6	1445	1510	1560	1640	1725	1800	1860	1945	2030	2110	2210	2280	2370
1,8	1315	1370	1455	1515	1585	1665	1735	1835	1920	2000	2040	2170	2255
2,0	1215	1270	1350	1420	1485	1570	1635	1720	1830	1885	1985	2025	2145

1%  $\text{CH}_4$  более тяжелыми углеводородами

$$\text{CO}_{2\max} = 11,75 + 0,01 (2\text{C}_2\text{H}_6 + 4\text{C}_3\text{H}_8 + \\ + 6\text{C}_4\text{H}_{10} + 8\text{C}_5\text{H}_{12} + 10\text{C}_6\text{H}_{14} + 11\text{CO}_2 - 1,5\text{N}_2) \%.$$

При содержании в газе до 3% азота можно применять с достаточной для теплотехнических подсчетов точностью формулу

$$\text{CO}_{2\max} = 11,75 + 0,01 [2 (\text{C}_2\text{H}_6 - \text{N}_2) + \\ + 4\text{C}_3\text{H}_8 + 6\text{C}_4\text{H}_{10} + 8\text{C}_5\text{H}_{12} + 10\text{C}_6\text{H}_{14} + 11\text{CO}_2] \%.$$

Для газов с содержанием  $\text{CH}_4$  более 75% и содержанием гомологов метана до 20%, углекислого газа до 9% и азота до 9% расхождение в результатах подсчета по вышеприведенной формуле и формуле IV.1, требующей предварительного подсчета объемов продуктов сгорания и воздуха, необходимого для сгорания топлива, не превышает 0,05%.

Поскольку при выполнении теплотехнических расчетов значения  $\text{CO}_{2\max}$  обычно округляют до 0,1%, совпадения результатов определения величины  $\text{CO}_{2\max}$  по сопоставляемым формулам следует признать достаточно удовлетворительными [221].

## Глава XXIV

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Природный газ широко применяют для сжигания в промышленных печах различных типов. Его используют в котлоагрегатах электростанций, в промышленных и отопительных котлах. На долю природного газа приходится около 62% прироста котельно-печного топлива в стране, поэтому сжигание природного газа в печах и котлах в ближайшие годы еще более возрастет.

Использование природного газа в котлах осуществляется с различной эффективностью. При должном контроле процесса горения и использования тепла уходящих газов к.п.д. котлов достигает 93—94%, а при отсутствии надлежащего контроля к.п.д. котлов, работающих на газе, резко снижается и в некоторых случаях не превышает 60—70%. Следует сказать, что использование газа в небольших котлах можно осуществить с к.п.д. не меньшим, чем в мощных котельных установках электростанций.

Для повышения эффективности использования газа в котлах и других установках необходимо иметь возможность быстро, с минимальной затратой труда определить потери тепла и коэффициент полезного действия котлов.

Ниже излагается разработанная автором простая методика определения эффективности использования природного газа в котлах [6]. Вопросы эффективности использования природного газа в печах рассмотрены в гл. XXIX—XXXIV.

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФИЗИЧЕСКОГО ТЕПЛА ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Физическое тепло продуктов сгорания природного газа  $q$  можно определить по формуле, полученной путем преобразования формулы (X.16),

$$q = 0,01 Z t \% \quad (\text{XXIV.1})$$

Значение величины  $Z$  для природного газа в зависимости от содержания в продуктах сгорания углеродсодержащих компонентов дано в табл. 100.

#### Подсчет 1.

Температура продуктов сгорания перед пароперегревателем парового котла, работающего на природном газе,  $t = 1000^\circ$ . Состав продуктов сгорания:  $\text{CO}_2 = 10,3$ ;  $\text{O}_2 = 2,6$ ;  $\text{N}_2 = 77,1\%$ . Подсчитать физическое тепло продуктов сгорания.

Проверяем по табл. 98 соответствие состава продуктов сгорания характеристикам природного газа. Поскольку данные анализа не вызывают возражений, определяем величину  $Z$  по табл. 100 и подсчитываем физическое тепло продуктов сгорания

$$q = 0,01 \cdot 5,05 \cdot 1000 = 50,5\%.$$

#### Подсчет 2.

Определить физическое тепло продуктов сгорания перед экономайзером. Состав продуктов сгорания при температуре  $400^\circ$ :  $\text{CO}_2 = 9,9$ ;  $\text{O}_2 = 3,4$ ;  $\text{N}_2 = 76,7\%$ .

Аналогично предыдущему

$$q = 0,01 \cdot 4,90 \cdot 400 = 19,6\%.$$

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ ТЕПЛА С УХОДЯЩИМИ ГАЗАМИ

Потери тепла с уходящими газами  $q_2$  можно подсчитать по формуле

$$q_2 = 0,01 \cdot Z (t_{y.g} - t_b) \% \quad (\text{XXIV.2})$$

а уменьшение потерь тепла  $\Delta q$  в результате снижения температуры уходящих газов на  $\Delta t$  по формуле

$$\Delta q = 0,01 Z (t_1 - t_2) \% \quad (\text{XXIV.3})$$

где  $t_1$  — начальная температура уходящих газов;

$t_2$  — сниженная температура уходящих газов.

Таблица 100

Значения величины  $Z$  для природного газа

Содержание в продуктах сгорания $\text{CO}_2 + \text{CO} +$ $+\text{CH}_4$	Температурный интервал продуктов сгорания, °C							
	0—250	250—350	350—500	500—700	700—900	900—1100	1100—1300	1300—1600
11,8	4,13	4,16	4,28	4,37	4,47	4,57	4,67	4,77
11,7	4,15	4,21	4,31	4,40	4,50	4,60	4,70	4,80
11,6	4,18	4,25	4,33	4,43	4,53	4,63	4,73	4,83
11,5	4,21	4,28	4,37	4,47	4,57	4,67	4,77	4,87
11,4	4,24	4,30	4,40	4,50	4,60	4,70	4,80	4,90
11,3	4,26	4,32	4,43	4,53	4,63	4,73	4,83	4,93
11,2	4,28	4,34	4,46	4,56	4,66	4,76	4,86	4,96
11,1	4,30	4,37	4,48	4,58	4,68	4,78	4,88	4,98
11,0	4,35	4,40	4,50	4,60	4,70	4,80	4,90	5,00
10,9	4,40	4,43	4,53	4,63	4,73	4,83	4,93	5,03
10,8	4,43	4,47	4,57	4,67	4,77	4,87	4,97	5,07
10,7	4,45	4,50	4,60	4,70	4,80	4,90	5,00	5,10
10,6	4,48	4,53	4,65	4,75	4,85	4,95	5,05	5,15
10,5	4,50	4,56	4,67	4,78	4,88	4,98	5,08	5,18
10,4	4,53	4,60	4,70	4,80	4,90	5,00	5,10	5,20
10,3	4,57	4,63	4,75	4,85	4,95	5,05	5,15	5,25
10,2	4,60	4,65	4,78	4,88	4,98	5,08	5,18	5,28
10,1	4,63	4,70	4,80	4,90	5,00	5,10	5,20	5,30
10,0	4,67	4,75	4,85	4,95	5,05	5,15	5,25	5,35
9,9	4,70	4,80	4,90	5,00	5,10	5,20	5,30	5,40
9,8	4,75	4,83	4,93	5,03	5,13	5,23	5,33	5,43
9,7	4,80	4,87	4,97	5,07	5,17	5,27	5,37	5,47
9,6	4,84	4,90	5,00	5,10	5,20	5,30	5,40	5,50
9,5	4,88	4,95	5,05	5,15	5,25	5,35	5,45	5,55
9,4	4,93	5,00	5,10	5,20	5,30	5,40	5,50	5,60
9,3	4,97	5,05	5,15	5,25	5,35	5,45	5,55	5,65
9,2	5,02	5,07	5,20	5,30	5,40	5,50	5,60	5,70
9,1	5,07	5,10	5,25	5,35	5,50	5,60	5,70	5,80
9,0	5,10	5,15	5,30	5,40	5,55	5,65	5,75	5,85
8,9	5,13	5,22	5,33	5,45	5,60	5,70	5,80	—
8,8	5,17	5,26	5,35	5,50	5,65	5,75	5,85	—
8,7	5,22	5,30	5,40	5,55	5,70	5,80	5,90	—
8,6	5,27	5,35	5,45	5,60	5,75	5,85	5,95	—
8,5	5,30	5,40	5,50	5,65	5,80	5,90	6,00	—
8,4	5,35	5,45	5,55	5,70	5,85	5,95	6,05	—
8,3	5,40	5,50	5,60	5,75	5,90	6,00	6,10	—
8,2	5,45	5,55	5,65	5,80	5,95	6,05	6,15	—
8,1	5,50	5,60	5,70	5,85	6,00	6,10	6,20	—
8,0	5,57	5,67	5,77	5,90	6,05	6,15	6,30	—
7,9	5,62	5,72	5,85	5,95	6,10	6,20	—	—
7,8	5,68	5,80	5,90	6,00	6,15	6,25	—	—
7,7	5,75	5,85	5,97	6,08	6,25	6,35	—	—
7,6	5,80	5,90	6,05	6,15	6,32	6,42	—	—
7,5	5,85	6,00	6,10	6,25	6,40	6,50	—	—
7,4	5,90	6,05	6,20	6,30	6,45	6,60	—	—
7,3	6,00	6,10	6,25	6,35	6,50	6,65	—	—
7,2	6,05	6,15	6,30	6,40	6,55	6,70	—	—
7,1	6,10	6,25	6,40	6,50	6,65	6,80	—	—



Т а б л и ц а 100 (окончание)

Содержание в продуктах сгорания $\text{CO}_2 + \text{CO} +$ $+ \text{CH}_4$	Температурный интервал продуктов сгорания, °C							
	0—250	250—350	350—500	500—700	700—900	900—1100	1100—1300	1300—1600
7,0	6,22	6,32	6,45	6,60	6,75	6,90	—	—
6,9	6,35	6,40	6,55	6,70	6,85	—	—	—
6,8	6,45	6,50	6,65	6,75	6,90	—	—	—
6,7	6,50	6,60	6,70	6,85	7,00	—	—	—
6,6	6,55	6,65	6,80	6,95	7,10	—	—	—
6,5	6,65	6,75	6,85	7,05	7,20	—	—	—
6,4	6,70	6,85	6,95	7,15	7,30	—	—	—
6,3	6,80	6,95	7,05	7,25	7,40	—	—	—
6,2	6,95	7,05	7,15	7,35	7,50	—	—	—
6,1	7,05	7,15	7,25	7,45	7,60	—	—	—
6,0	7,15	7,25	7,35	7,55	7,70	—	—	—
5,9	7,25	7,35	7,50	7,65	7,80	—	—	—
5,8	7,40	7,45	7,60	7,75	7,90	—	—	—
5,7	7,45	7,55	7,70	7,85	8,05	—	—	—
5,6	7,55	7,65	7,80	7,95	8,15	—	—	—
5,5	7,70	7,80	7,95	8,10	8,25	—	—	—
5,4	7,85	7,95	8,05	8,25	8,40	—	—	—
5,3	7,95	8,05	8,20	8,35	8,50	—	—	—
5,2	8,05	8,20	8,35	8,50	8,65	—	—	—
5,1	8,20	8,35	8,50	8,65	8,80	—	—	—
5,0	8,35	8,50	8,65	8,80	9,00	—	—	—
4,8	8,65	8,75	8,95	9,15	—	—	—	—
4,6	9,00	9,10	9,25	9,50	—	—	—	—
4,4	9,35	9,50	9,65	9,90	—	—	—	—
4,2	9,75	9,90	10,05	10,30	—	—	—	—
4,0	10,20	10,3	10,5	10,7	—	—	—	—
3,8	10,7	10,8	11,0	11,2	—	—	—	—
3,6	11,2	11,4	11,6	11,8	—	—	—	—
3,4	11,8	12,0	12,2	—	—	—	—	—
3,2	12,5	12,7	12,9	—	—	—	—	—
3,0	13,2	13,4	13,6	—	—	—	—	—
2,8	14,1	14,3	14,5	—	—	—	—	—
2,6	15,2	15,4	15,6	—	—	—	—	—
2,4	16,4	16,6	—	—	—	—	—	—
2,2	16,8	18,0	—	—	—	—	—	—
2,0	19,5	19,7	—	—	—	—	—	—
1,8	21,4	21,7	—	—	—	—	—	—
1,6	24,0	—	—	—	—	—	—	—
1,4	27,3	—	—	—	—	—	—	—
1,2	31,7	—	—	—	—	—	—	—
1,0	37,9	—	—	—	—	—	—	—

П р и м е ч а н и е. Использование продуктов сгорания с весьма малым содержанием  $\text{CO}$ , возможно в сушильных установках, в которых в качестве сушильного агента применяются продукты сгорания природного газа, разбавленные воздухом.

### Подсчет 1.

Продукты сгорания природного газа содержат 9,1%  $\text{CO}_2$ , 0,2%  $\text{CO}$  и 0,5%  $\text{CH}_4$ . Температура продуктов сгорания  $300^\circ$ , температура воздуха  $20^\circ$ . Определить потери тепла с уходящими газами.

Сумма  $\text{CO}_2$ ,  $\text{CO}$  и  $\text{CH}_4$  равна 9,8%. Для этой величины при температуре уходящих газов  $300^\circ$  значение  $Z$  равно 4,83 (см. табл. 100). Тогда потери тепла с уходящими газами равны

$$q_2 = 0,01 (300 - 20) 4,83 = 13,5\%.$$

### Подсчет 2.

Продукты полного сгорания природного газа содержат 9,0%  $\text{CO}_2$ . Определить, какой процент сжигаемого газа можно сэкономить при снижении температуры продуктов горения, отводимых из печи, с 700 до  $500^\circ$ .

При содержании в продуктах полного сгорания природного газа 9,0%  $\text{CO}_2$  и температуре уходящих газов от 700 до  $500^\circ$  значение величины  $Z$  равно 5,40 (см. табл. 100). Следовательно, при снижении температуры продуктов сгорания с 700 до  $500^\circ$  экономия топлива в результате снижения потерь тепла составит

$$\Delta q = 0,01 (t_1 - t_2) Z = 0,01 (700 - 500) \cdot 5,4 = 10,8\%.$$

### Подсчет 3.

При испытаниях парового котла, работающего на природном газе, были получены данные, сведенные в табл. 101. Приводим результаты подсчетов по упрощенной методике с применением формулы (XXIV. 2) и вспомогательной расчетной табл. 100, составленной для природного газа [6].

Таблица 101

Данные испытания парового котла

Величины	Номер испытания							
	1	2	3	4	5	6	7	8
$\text{CO}_2$ , % . . . .	10,0	10,8	10,3	8,2	9,8	9,4	8,1	9,9
$\text{CO}$ , % . . . .	—	0,3	—	—	1,0	0,2	—	0,1
$\text{N}_2$ , % . . . .	3,15	1,4	2,7	6,4	2,2	4,0	6,6	3,2
$t_{\text{у. г. за котл}}$ , $^\circ\text{C}$	419	425	407	373	333	309	271	282
$t_{\text{в}}$ , $^\circ\text{C}$ . . . .	20	20	25	25	25	25	30	30

1-е испытание

$$q_2 = 0,01 (419 - 20) 4,85 = 19,3\%;$$

2-е испытание

$$q_2 = 0,01 (425 - 20) 4,48 = 18,1\%;$$

3-е испытание

$$q_2 = 0,01 (407 - 25) 4,75 = 18,1\%;$$

4-е испытание

$$q_2 = 0,01 (373 - 25) 5,65 = 19,6\%;$$

5-е испытание

$$q_2 = 0,01 (333 - 25) 4,47 = 13,8\%;$$

6-е испытание

$$q_2 = 0,01 (309 - 25) 4,90 = 13,9\%;$$

7-е испытание

$$q_2 = 0,01 (271 - 30) 5,60 = 13,5\%;$$

8-е испытание

$$q_2 = 0,01 (282 - 30) 4,75 = 12,0\%.$$

В табл. 102 приведена сводка результатов подсчета потерь тепла с уходящими газами по упрощенной методике и по более сложной и трудоемкой методике, принятой при проведении испытаний.

## Результаты подсчета физических потерь тепла

Номер испытания	Значение $q_2$ (в %) по методике		Номер испытания	Значение $q_2$ (в %) по методике	
	предлагаемой	принятой при испытании		предлагаемой	принятой при испытании
1	19,3	19,3	5	13,8	13,9
2	18,1	18,1	6	13,9	14,0
3	18,1	18,1	7	13,5	13,6
4	19,6	19,6	8	12,0	12,1

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ ТЕПЛА ВСЛЕДСТВИЕ ХИМИЧЕСКОЙ НЕПОЛНОТЫ СГОРАНИЯ

Потери тепла вследствие химической неполноты сгорания любого вида топлива можно подсчитать (в %) по упрощенной методике по формуле

$$q_3 = (3020\text{CO} + 2580\text{H}_2 + 8550\text{CH}_4)h : P \%. \quad .$$

Подставляя вместо  $P$  его значение для природного газа, равное  $1000 \text{ ккал/м}^3$  сухих продуктов горения (см. табл. 97), получаем более удобную формулу, справедливую, однако, только для природного и других углеводородных газов с равным значением величины  $P$

$$q_3 = (3\text{CO} + 2,5\text{H}_2 + 8,5\text{CH}_4) \cdot h \%. \quad (\text{XXIV.4})$$

Заменяя в свою очередь  $h$  выражением  $\text{CO}_{2\text{max}} : (\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4)$  и вводя взамен  $\text{CO}_{2\text{max}}$  его значение для природного газа, равное 11,8%, можно придать формуле (XXIV.4) вид

$$q_3 = \frac{35\text{CO} + 30\text{H}_2 + 100\text{CH}_4}{\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4} \%. \quad (\text{XXIV.5})$$

Приводим примерные подсчеты по формулам (XXIV.4) и (XXIV.5).

#### П о д с ч е т 1.

При сжигании природного газа получены продукты сгорания следующего состава:  $\text{CO}_2 = 9,2\%$ ;  $\text{O}_2 = 2,4\%$ ;  $\text{CO} = 1,6$ ;  $\text{H}_2 = 1,1$ ;  $\text{CH}_4 = 0,5$ ;  $\text{N}_2 = 85,2\%$ . Определить, чему равны потери тепла вследствие химической неполноты сгорания.

Подсчет ведем по формуле (XXIV.4).

$$h = \text{CO}_{2\text{max}} : (\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4) = 11,8 : (9,2 + 1,6 + 0,5) = 1,04;$$

$$q_3 = (3\text{CO} + 2,5\text{H}_2 + 8,5\text{CH}_4) h = (3 \cdot 1,6 + 2,5 \cdot 1,1 + 8,5 \cdot 0,5) 1,04 = 12,3\%.$$

#### П о д с ч е т 2.

Выполнить подсчет в соответствии с условиями, приведенными выше, по формуле (XXIV.5)

$$q_3 = \frac{35 \cdot 1,6 + 30 \cdot 1,1 + 100 \cdot 0,5}{9,2 + 1,6 + 0,5} = 12,3\%.$$

Подсчеты по обеим формулам, естественно, совпадают. Если величина  $h$  предварительно была определена для оценки объема продуктов сгорания, то удобнее считать по формуле (XXIV.4). Если величина  $h$  не определялась, проще считать по формуле (XXIV.5).

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Коэффициент использования природного газа можно установить по формуле

$$\text{к.и.г.} = 100 - (q_2 + q_3)\% \quad (\text{XXIV.6})$$

Подсчет 1.

Состав продуктов сгорания природного газа по данным газового анализа:  $\text{CO}_2 = 8,5$ ;  $\text{O}_2 = 5,5$ ;  $\text{CO} = 0,3$ ;  $\text{H}_2 = 0,2$ ;  $\text{CH}_4 = 0,1$ ;  $\text{N}_2 = 85,4\%$ . Температура уходящих газов  $200^\circ\text{C}$ . Температура воздуха равна  $20^\circ$ . Подсчитать коэффициент использования топлива.

Потери тепла с уходящими газами по формуле (XXIV.2) равны

$$q_2 = 0,01 (200 - 20) 5,13 = 9,2\%.$$

Потери тепла вследствие химической неполноты горения по формуле (XXIV.5)

$$q_3 = \frac{35 \cdot 0,3 + 30 \cdot 0,2 + 100 \cdot 0,1}{8,5 + 0,3 + 0,1} = 3,0\%.$$

Коэффициент использования природного газа в установке по формуле (XXIV.6) равен

$$\text{к.и.г.} = 100 - (9,2 + 3,0) = 87,8\%.$$

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ПОЛЕЗНОГО ДЕЙСТВИЯ КОТЛОВ, РАБОТАЮЩИХ НА ПРИРОДНОМ ГАЗЕ

Тепловой баланс котлов определяется выражением

$$q_1 + q_2 + q_3 + q_4 + q_5 = 100\%, \quad (\text{XXIV.7})$$

где  $q_1$  — полезно используемое тепло;

$q_2$  — потери тепла с уходящими газами;

$q_3$  — потери тепла от химической неполноты сгорания;

$q_4$  — потери тепла от механической неполноты горения;

$q_5$  — потери тепла в окружающую среду.

При работе на газообразном и жидком топливе потери от механической неполноты горения  $q_4$  практически отсутствуют. Потери тепла в окружающую среду не зависят от вида сжигаемого топлива и в большинстве случаев невелики. Они могут быть определены с достаточной точностью по производительности установки. Подсчитывая  $q_2$  и  $q_3$  по данным анализа продуктов сгорания и определяя  $q_5$  по принятым в расчетной практике графикам (рис. 28), можно составить тепловой баланс котла и установить его коэффициент полезного действия, не определяя расход топлива, его состав и теплоту сгорания.

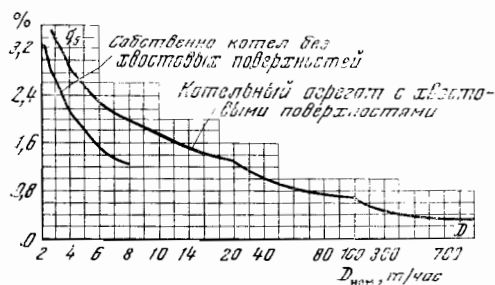


Рис. 28. Потери тепла в окружающую среду

## ТЕПЛОВЫЕ БАЛАНСЫ КОТЛОВ, РАБОТАЮЩИХ НА ПРИРОДНОМ ГАЗЕ

**Тепловой баланс стационарного котла.** В 1954 г. проведен ряд испытаний парового котла системы Бабкок и Вилькокс производительностью 65 т пара в час, работающего на газе на второй станции Мосэнерго [145]. Испытания проводились ОРГГРЭС Министерства электростанций СССР по двум методикам:

1) по методике, принятой в то время ОРГГРЭС и другими испытательными и палаточными организациями;

2) по предлагаемой методике.

ОРГГРЭС в своем отчете об испытании котла Бабкок и Вилькокс при работе на газообразном топливе отмечает:

«Из сравнения результатов подсчетов по двум методикам видно, что расхождения по к.п.д. составляют в среднем по 19 опытам 0,1 % и максимально доходят до 0,27 %, что лежит в пределах точности приборов, используемых при испытаниях котельных установок» [145].

По заключению ОРГГРЭС, подсчет теплового баланса в эксплуатационных условиях по предлагаемой методике:

1) упрощает и облегчает подсчеты (время, затрачиваемое на подсчет теплового баланса, по предлагаемой методике сокращается примерно втрое по сравнению с обычным методом);

2) позволяет при определении тепловых потерь отказаться от анализа горючего газа и подсчета теплоты сгорания газа;

3) не требует определения средневзвешенной теплоемкости продуктов горения.

**Тепловой баланс котлоагрегата ТП-170.** Тепловые испытания котлоагрегата ТП-170, установленного на одной из станций Саратовэнерго и переведенного с антрацита на природный газ, были проведены Г. М. Поляковым [146].

Было выполнено 34 опыта в диапазоне нагрузок 110—190 т/час с подсчетом потерь тепла и к.п.д. котлоагрегата по нормативной и упрощенной методике.

Расхождения в подсчете потерь тепла с уходящими газами колебались от 0 до 0,27 %, составляя в среднем 0,07 %.

При подсчете потерь тепла вследствие химической неполноты горения расхождения в подсчетах по двум методам составляли 0—0,10 %, а в среднем — 0,04 %.

При подсчете к.п.д. котла расхождения по сопоставляемым методам колебались от 0,01 до 0,28 %, а в среднем по 34 опытам равнялись 0,09 %.

Г. М. Поляков приходит к выводу, что «упрощенная методика теплотехнических расчетов дает при сжигании природных газов практически одинаковые результаты с общепринятой, и название «упрощенная» не следует понимать «как менее точная» [146].

В 1962 г. Г. М. Поляков вновь указал, что упрощенная и общепринятая методики теплотехнических расчетов дают при сжигании газа практически одинаковые результаты [147].

**Тепловой баланс стационарного котла паропроизводительностью 430 т/час.** При испытаниях котлоагрегата, работающего на шебелинском газе, проведенных Центральным котлотурбинным институтом им. Ползунова по обычной и упрощенной методикам, были получены результаты, приведенные в табл. 103.

Обработка материалов испытаний по обычной методике проводилась по двум вариантам: по среднему составу газа Шебелинского месторождения и по углеводородному числу и теплотворной способности газа.

Авторы испытания пришли к выводу, что упрощенная методика является «вполне приемлемой».

Т а б л и ц а 103

Результаты испытаний стационарного котла по обычной и упрощенной методикам

Паропроизводительность котла, т/час	Подсчет к. п. д.			Расхождения между упрощенной и обычной методиками	
	по обычной методике		по упрощенной методике	вариант 1	вариант 2
	вариант 1	вариант 2			
305,8	94,32	94,34	94,29	+0,03	+0,05
364,0	95,48	95,47	95,57	-0,09	-0,10
358,5	95,55	95,56	95,73	-0,18	-0,17
438,5	95,75	95,76	95,95	-0,20	-0,19
373,9	95,98	95,65	95,73	+0,25	-0,08
297,0	94,59	94,68	94,83	-0,24	-0,15

Разработанную автором упрощенную методику теплотехнических расчетов при работе на газе применяют Энергетический институт им. Г. М. Кржижановского, ОРГГРЭС, ЦКТИ, Центроэнергомонтаж, Промэнергогаз, Ленэнерго, Орггаз, Мосгазпроект, ВНИИпромгаз и многие другие организации и предприятия. Она включена в ряд книг, посвященных испытаниям паровых котлов [148—162].

## Глава XXV

### НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫЕ, СЖИЖЕННЫЕ И НЕФТЕЗАВОДСКИЕ ГАЗЫ

#### НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫЕ ГАЗЫ

Горючая масса нефтепромысловых газов, как и природного газа, состоит из метана и его гомологов. Однако в нефтепромысловых газах содержится меньше метана и значительно больше этана, пропана, бутана и пентана. Поэтому теплота сгорания горючей углеводородной массы нефтепромысловых газов значительно выше, чем природных газов.

Содержание азота в нефтепромысловых газах значительно колеблется. Помимо азота, в них содержится обычно небольшое количество двуокиси углерода, а в нефтепромысловом газе, добываемом в месторождениях с сернистой нефтью, содержится сероводород.

Состав нефтепромысловых газов некоторых месторождений СССР приведен в табл. 104.

Добыча нефтепромыслового газа характеризуется следующими цифрами [1] (в млрд. м<sup>3</sup>):

1950 г. . . . .	1,7	1966 г. . . . .	17,8
1958 г. . . . .	5,4	1967 г. . . . .	18,9
1960 г. . . . .	14,2	1968 г. . . . .	19,6
1965 г. . . . .	16,5		

До настоящего времени не весь нефтепромысловый газ полностью собирается и используется. В 1967 г. доля используемого газа была доведена до 70%. В дальнейшем намечено увеличить долю используемого нефтепромыслового газа до 83—85% [139].

## Средний состав некоторых нефтепромысловых (попутных) газов

Месторождение	Горизонт	Состав газа, %									Удельный вес по воздуху
		C <sub>H<sub>4</sub></sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	H <sub>2</sub> S	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	
Туймазинское	Угленосный	30,0	13,0	14,3	6,3	3,3	1,4	0,7	1,0	30,0	1,08
Туймазинское	Девонский	39,5	20,0	18,5	7,7	2,8	1,4	—	0,1	10,0	1,08
Мухановское	Кунгурский	57,5	15,0	11,0	8,0	4,0	—	—	1,5	3,0	0,96
Мухановское	Девонский	42,7	20,0	19,5	9,5	2,9	—	—	0,2	5,2	1,07
Ромашкинское	Девонский	40,0	19,5	18,0	7,5	3,8	1,1	—	0,1	10,0	1,10
Шугуровское	Угленосный	23,7	12,0	10,0	2,8	1,5	1,0	2,0	1,0	46,0	1,02

Содержащиеся в нефтепромысловом газе углеводороды от C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> до C<sub>5</sub>H<sub>12</sub> являются ценным сырьем для химической промышленности.

Неоднородность углеводородного состава нефтепромысловых газов и различное содержание азота обуславливают значительное различие в теплоте сгорания нефтепромысловых газов. Но поскольку с увеличением теплоты сгорания соответственно возрастает и объем продуктов сгорания, энтальпия 1 м<sup>3</sup> продуктов сгорания нефтепромысловых газов, их жаропроизводительность и величина RO<sub>2max</sub> меняются в весьма малой степени. Данные о составе некоторых нефтепромысловых газов и их теплотехнических характеристиках, приведенные в табл. 104 и 105, иллюстрируют указанное положение.

Так, теплота сгорания газа Туймазинского месторождения (Башкирская АССР) колеблется от 11 200 до 14 200 ккал/нм<sup>3</sup>, т. е. в пределах 27% по отношению к наименьшей теплоте сгорания газа, а жаропроизводительность туймазинского газа колеблется от 2010 до 2050°, т. е. в пределах 2% по отношению к наименьшей жаропроизводительности газа. Энтальпия, т. е. теплота сгорания, отнесенная к 1 нм<sup>3</sup> сухих продуктов горения (в стехиометрическом объеме воздуха) P, колеблется от 970 до 1000 ккал/нм<sup>3</sup>, т. е. в пределах 3%, или в девять раз меньше, чем колебания теплоты сгорания Q<sub>H</sub>.

Теплота сгорания мухановского газа (Куйбышевско-Бугурусланский нефтяной район) колеблется от 13 240 до 14 650 ккал/нм<sup>3</sup>, т. е. в пределах 10% по отношению к наименьшей теплоте сгорания газа. Теплота сгорания, отнесенная к 1 нм<sup>3</sup> сухих продуктов горения, колеблется от 990 до 1000 ккал/нм<sup>3</sup>, т. е. в пределах 0,5%, или в 20 раз меньше, чем колебания теплоты сгорания газа Q<sub>H</sub>. Теплота сгорания попутного газа Шугуровского месторождения, содержащего 46% азота, на 46% ниже теплоты сгорания газа Ромашкинского месторождения, однако энтальпия 1 м<sup>3</sup> сухих продуктов сгорания Шугуровского газа ниже только на 4%, а жаропроизводительность на 5%.

В соответствии с этим подсчеты располагаемого тепла и потерь тепла с уходящими газами и вследствие неполноты сгорания можно выполнять на основе рассмотренных обобщенных характеристик продуктов сгорания.

В табл. 106 приведены состав продуктов полного сгорания нефтепромысловых газов с RO<sub>2max</sub> около 13% при различных коэффициентах избытка воздуха α и разбавления продуктов сгорания h, а также калориметрические температуры горения t<sub>кал</sub> [163].

**Подсчеты располагаемого тепла продуктов сгорания нефтепромыслового газа и потери тепла.** Располагаемое тепло продуктов сгорания и потери тепла с уходящими газами можно подсчитать по формулам (XXIV.1) и (XXIV.2), значения величины Z приведены в табл. 107; потери тепла вследствие химической неполноты горения нефтепромыслового газа можно подсчитать по формуле

$$q_3 = \frac{40\text{CO} + 30\text{H}_2 + 100\text{CH}_4}{\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4} \%, \quad (\text{XXV.1})$$

## Т а б л и ц а 105

Теплотехнические характеристики некоторых нефтепромысловых (попутных) газов

Месторождение	Горизонт	Теплотворная способность $Q_H^p$ , ккал/н.м. <sup>3</sup>	Теоретический объем воз- духа $V_0$ , н.м. <sup>3</sup> /н.м. <sup>3</sup>	Теоретический объем сухих продуктов сгорания $V_{с.г.}$ , н.м. <sup>3</sup> /н.м. <sup>3</sup>	Теоретический объем влаж- ных продуктов сгорания $V_{\Sigma}$ , н.м. <sup>3</sup> /н.м. <sup>3</sup>	Отношение объемов сухих и влажных продуктов сгорания $B$	Теплотворная способность, отнесенная к 1 н.м. <sup>3</sup> сухих продуктов сгорания, $P$ , ккал/н.м. <sup>3</sup>	Теплотворная способность, отнесенная к 1 н.м. <sup>3</sup> влажных продуктов сгора- ния, $R$ , ккал/н.м. <sup>3</sup>	Жаропроизводительность при сжигании в абсолютно сухом воздухе $t_{max}$ , °C	Жаропроизводительность при сжигании в воздухе, содержащем 1% влаги (по весу) $t'_{max}$ , °C	RO <sub>2 max</sub> сухих продуктов сгорания, %
Туймазинское . . .	Угленосный	14 200	12,3	11,5	13,7	0,84	970	820	2040	2010	13,0
Туймазинское . . .	Девонский	14 200	15,6	14,2	17,1	0,83	1000	830	2080	2050	13,2
Мухомовское . . . .	Кунгурский	13 240	14,6	13,3	16,0	0,83	990	830	2080	2050	13,0
Мухомовское . . . .	Девонский	14 650	16,1	14,7	17,6	0,83	1000	830	2080	2050	13,2
Ромашкинское . . .	—	14 200	15,6	14,3	17,1	0,83	1000	830	2080	2050	13,2
Шугуровское . . . .	—	7 830	8,7	8,4	9,9	0,84	940	790	1970	1940	12,6



Таблица 106

Состав и теплотехнические характеристики продуктов полного сгорания попутных нефтепромысловых газов

Состав сухих продуктов полного сгорания, %			Коэффициент		Калориметрическая температура горения $t_{\text{кал}}$ , °C	Состав сухих продуктов полного сгорания, %			Коэффициент		Калориметрическая температура сгорания $t_{\text{кал}}$ , °C
RO <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	разбавления сухих продуктов сгорания $\beta$	избытка воздуха $\alpha$		RO <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	разбавления сухих продуктов сгорания $\beta$	избытка воздуха $\alpha$	
13,0	0,0	87,0	1,00	1,00	2030	8,8	6,8	84,4	1,43	1,44	1570
12,8	0,3	86,9	1,01	1,01	2060	8,6	7,1	84,3	1,51	1,46	1540
12,6	0,6	86,7	1,03	1,03	2030	8,4	7,4	84,2	1,55	1,50	1510
12,4	1,0	86,6	1,05	1,04	2010	8,2	7,7	84,1	1,53	1,53	1490
12,2	1,3	86,5	1,06	1,05	1990	8,0	8,1	83,9	1,62	1,56	1470
12,0	1,6	86,4	1,08	1,07	1960	7,8	8,4	83,8	1,67	1,61	1430
11,8	1,9	86,3	1,10	1,09	1930	7,6	8,7	83,7	1,71	1,65	1400
11,6	2,2	86,2	1,12	1,11	1900	7,4	9,0	83,6	1,76	1,68	1370
11,4	2,6	86,0	1,14	1,13	1880	7,2	9,4	83,4	1,81	1,74	1330
11,2	2,9	85,9	1,16	1,15	1850	7,0	9,7	83,3	1,86	1,73	1300
11,0	3,2	85,8	1,18	1,16	1840	6,8	10,0	83,2	1,91	1,83	1270
10,8	3,5	85,7	1,20	1,18	1820	6,6	10,3	83,1	1,97	1,83	1240
10,6	3,9	85,5	1,23	1,21	1800	6,4	10,7	82,9	2,03	1,84	1220
10,4	4,2	85,4	1,25	1,23	1780	6,2	11,0	82,8	2,10	2,00	1200
10,2	4,5	85,3	1,27	1,25	1760	6,0	11,3	82,7	2,17	2,06	1180
10,0	4,8	85,2	1,30	1,27	1740	5,8	11,6	82,6	2,24	2,13	1150
9,8	5,1	85,1	1,33	1,30	1710	5,6	12,0	82,4	2,32	2,20	1120
9,6	5,5	84,9	1,35	1,32	1680	5,4	12,3	82,3	2,41	2,28	1080
9,4	5,8	84,8	1,33	1,35	1650	5,2	12,6	82,2	2,50	2,37	1050
9,2	6,1	84,7	1,41	1,37	1630	5,0	12,9	82,1	2,60	2,46	1010
9,0	6,4	84,6	1,44	1,40	1600						

Примечание. RO<sub>2</sub> max сухих продуктов полного сгорания попутных нефтепромысловых газов ~13,0%.

аналогичной формуле (XXIV.5) для подсчета потерь тепла вследствие неполноты горения природного газа, но с несколько отличными коэффициентами.

Помимо формулы (XXV.1), справедливой только для нефтепромыслового газа, можно пользоваться другими, более общими формулами, а именно: формулой, пригодной для всех углеводородных газов, кроме ацетилена,

$$q_3 = (3\text{CO} + 2,5\text{H}_2 + 8,5\text{CH}_4) h \%$$

или универсальной формулой

$$q_3 = (3020 \text{CO} + 2580 \text{H}_2 + 8550\text{CH}_4) h : P \%$$

Коэффициент использования нефтепромыслового газа подсчитывают по формуле

$$\text{к.и.т.} = 100 - (q_2 + q_3) \%$$

Подсчет 1.

Состав продуктов сгорания нефтепромыслового газа RO<sub>2</sub> = 9,0; O<sub>2</sub> = 6,2; CO = 0,3; H<sub>2</sub> = 0,2; CH<sub>4</sub> = 0,1; N<sub>2</sub> = 74,2%. Температура уходящих газов равна 600°, воздуха 30°.

Проверить правильность анализа уходящих газов, подсчитать потери тепла с уходящими газами и вследствие химической неполноты горения, определить коэффициент использования топлива в установке.

Таблица 107

Значения величины  $Z$  для попутных нефтепромысловых газов

Содержание в продуктах сгорания $\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4$ , %	Температура уходящих газов, °C					Содержание в продуктах сгорания $\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4$ , %	Температура уходящих газов, °C				
	до 300	300—500	500—700	700—900	900—1100		до 300	300—500	500—700	700—900	900—1100
13,0	3,96	4,13	4,22	4,32	4,41	8,8	5,45	5,65	5,78	5,91	6,04
12,8	4,00	4,17	4,26	4,35	4,46	8,6	5,55	5,75	5,88	6,01	6,14
12,6	4,05	4,22	4,32	4,42	4,52	8,4	5,69	5,88	6,02	6,14	6,28
12,4	4,10	4,27	4,38	4,48	4,57	8,2	5,77	5,98	6,12	6,24	6,38
12,2	4,15	4,32	4,43	4,51	4,62	8,0	5,90	6,11	6,25	6,37	6,52
12,0	4,21	4,38	4,48	4,58	4,69	7,8	6,06	6,26	6,40	6,55	6,69
11,8	4,28	4,45	4,55	4,65	4,76	7,6	6,18	6,40	6,55	6,68	6,82
11,6	4,34	4,52	4,61	4,72	4,82	7,4	6,34	6,55	6,70	6,84	6,99
11,4	4,40	4,58	4,68	4,79	4,89	7,2	6,50	6,70	6,85	7,00	7,15
11,2	4,46	4,65	4,74	4,85	4,96	7,0	6,65	6,87	7,01	7,17	7,32
11,0	4,52	4,71	4,82	4,92	5,04	6,8	6,80	7,04	7,18	7,34	7,50
10,8	4,58	4,78	4,87	4,98	5,10	6,6	7,00	7,22	7,38	7,54	7,70
10,6	4,67	4,87	4,96	5,08	5,20	6,4	7,20	7,42	7,58	7,73	7,90
10,4	4,74	4,94	5,04	5,15	5,25	6,2	7,40	7,62	7,80	7,96	8,14
10,2	4,80	5,00	5,11	5,22	5,34	6,0	7,61	7,85	8,04	8,19	8,37
10,0	4,90	5,10	5,20	5,31	5,44	5,8	7,83	8,09	8,27	8,42	8,60
9,8	4,99	5,19	5,30	5,41	5,54	5,6	8,08	8,33	8,52	8,69	8,90
9,6	5,06	5,26	5,36	5,49	5,60	5,4	8,36	8,62	8,87	9,00	9,20
9,4	5,16	5,35	5,45	5,59	5,70	5,2	8,64	8,90	9,11	9,30	9,50
9,2	5,25	5,45	5,55	5,68	5,80	5,0	8,96	9,22	9,45	9,60	9,85
9,0	5,35	5,55	5,65	5,78	5,90						

1. По табл. 106 в продуктах полного сгорания нефтепромыслового газа при содержании  $\text{RO}_2 = 9,0\%$  должно содержаться около  $6,4\%$  кислорода. Поэтому содержание его в продуктах сгорания в количестве  $6,2\%$  не вызывает возражений.

Поскольку в продуктах горения содержатся наряду с  $\text{RO}_2$  и  $\text{O}_2$  продукты неполного сгорания ( $\text{CO}$ ,  $\text{H}_2$  и  $\text{CH}_4$ ), — проводим проверочный подсчет  $\text{RO}_{2\text{max}}$  по формуле

$$\begin{aligned} \text{RO}_{2\text{ax}} &= \frac{(\text{RO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4) 100}{100 - 4,76 (\text{O}_2 - 0,4\text{CO} - 0,2\text{H}_2 - 1,6\text{CH}_4)} = \\ &= \frac{(9,0 + 0,3 + 0,1) 100}{100 - 4,76 (6,2 - 0,4 \cdot 0,3 - 0,2 \cdot 0,2 - 1,6 \cdot 0,1)} = 13,0\%. \end{aligned}$$

Поскольку  $\text{RO}_{2\text{max}}$  продуктов горения соответствует его значению для нефтепромысловых газов, анализ продуктов сгорания не вызывает возражений.

2. Потери тепла с уходящими газами определяем по формуле

$$q_2 = 0,01 (t_{\text{y. r}} - t_{\text{в}}) Z\%.$$

При содержании в продуктах сгорания  $9,4\%$  углеродсодержащих газов и температуре  $600^\circ$  величина  $Z$  для нефтепромысловых газов по табл. 107 равна  $5,45$ . Следовательно,

$$q_2 = 0,01 (600 - 30) 5,45 = 31,0\%.$$

3. Потери тепла вследствие химической неполноты горения по формуле (XXV.1) для нефтепромыслового газа равны

$$q_3 = \frac{40 \cdot 0,3 + 30 \cdot 0,2 + 110 \cdot 0,1}{9,0 + 0,3 + 0,1} = 3,1\%.$$

4. Коэффициент использования нефтепромыслового газа в установке равен

$$100 - (31 + 3,1) = 65,9\%.$$

## СЖИЖЕННЫЕ ГАЗЫ

Сжиженные газы состоят из легкоконденсирующихся при сжатии газообразных углеводородов. Основными их компонентами являются пропан и бутан.

Сжиженные газы применяют в химической технологии, а также в качестве топлива в коммунально-бытовых и небольших промышленных установках и выпускают в соответствии с ГОСТ 10196-62 трех марок: 1) технический пропан, 2) технический бутан и 3) смесь технических пропана и бутана.

Технический пропан должен содержать не менее 93%  $C_3H_8 + C_3H_6$ , не более 4%  $C_2H_6 + C_2H_4$  и не более 3%  $C_4H_{10} + C_4H_8$  при отсутствии  $C_5H_{12}$  и  $C_5H_{10}$ .

В техническом бутане должно содержаться не менее 93%  $C_4H_{10} + C_4H_8$ , не более 3%  $C_5H_{12} + C_5H_{10}$  и не более 4%  $C_3H_8 + C_3H_6$  при отсутствии  $C_2H_6$  и  $C_2H_4$ .

В смеси технических пропана и бутана должно содержаться не более 4%  $C_2H_6 + C_2H_4$  и не более 3%  $C_5H_{12} + C_5H_{10}$ .

Предусматривается наличие жидкого остатка не более 2% по объему в техническом пропане при температуре минус 20°, а в остальных газах при плюс 20°. В 100 м<sup>3</sup> газа может содержаться не более 5 г H<sub>2</sub>S. При содержании в воздухе 0,5% газа должен ощущаться его запах.

Сжиженные газы хранят и транспортируют в виде жидкости, а сжигают в газообразном состоянии.

Топливо поступает к потребителям в цистернах или тонкостенных баллонах, заполненных сжиженным газом, над уровнем которого скопляется газовая фаза.

Перед сжиганием сжиженный газ регазифицируют. Регазификацию в промышленных установках осуществляют путем снижения давления в хранилищах вследствие отвода газовой фазы к горелкам и подогрева жидкой фазы. У мелких потребителей регазификацию осуществляют только путем снижения давления газовой фазы при открывании вентиля баллона и отборе газа в горелки.

Сжиженный газ широко используют для газоснабжения сельской местности и районов, не подключенных к газовым сетям. Его также применяют для повышения теплоты сгорания различных видов газообразного топлива. Так, в Великобритании для покрытия пиковых нагрузок к коксовому газу добавляют 10—15% технического пропана [164].

Поскольку перевод горелок на пропан или бутан требует только смены сопел, сжиженный газ можно использовать в качестве резервного топлива для обеспечения бесперебойной подачи газа квалифицированным промышленным потребителям в случае кратковременных перебоев в подаче сетевого газа.

Производство и потребление сжиженных газов быстро возрастают.

В СССР в 1967 г. произведено более 3,5 млн. т сжиженных газов. Две трети этого количества использовано в химической технологии, а остальной газ — преимущественно в качестве бытового топлива. В 1967 г. сжиженный газ поставлялся 5 млн. потребителей [139].

Теплота сгорания 1 м<sup>3</sup> бутана превышает теплоту сгорания пропана приблизительно на 30%. Поэтому теплота сгорания сжиженных газов может меняться в значительной степени. Однако обобщенные характеристики сжиженных газов остаются практически постоянными [6].

В табл. 108 приведены соотношения CO<sub>2</sub> и O<sub>2</sub> в продуктах полного сгорания сжиженных газов, а также значения коэффициентов разбавления сухих продуктов горения  $h$  и избытка воздуха  $\alpha$ . В этой же таблице дана калориметрическая температура горения сжиженных газов при сжигании с различным избытком воздуха [165].

Потери тепла с уходящими газами и физическое тепло продуктов сгорания сжиженных газов можно подсчитать по формулам (X.16) и (X.17) или по

Т а б л и ц а 108

Состав и теплотехнические характеристики продуктов полного сгорания сжиженных газов

Состав продуктов сгорания			Коэффициент		Калориметрическая температура горения $t_{\text{кал}}$ °C
CO <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	разбавление сухих продуктов горения $\lambda$	избытка воздуха $\alpha$	
14,0	0,0	86,0	1,00	1,00	2110
13,8	0,3	85,9	1,01	1,01	2090
13,6	0,6	85,8	1,03	1,03	2070
13,4	0,9	85,7	1,05	1,04	2050
13,2	1,2	85,6	1,06	1,05	2030
13,0	1,5	85,5	1,08	1,07	2010
12,8	1,8	85,4	1,09	1,08	1990
12,6	2,1	85,3	1,11	1,10	1970
12,4	2,4	85,2	1,13	1,12	1950
12,2	2,7	85,1	1,15	1,14	1920
12,0	3,0	85,0	1,17	1,16	1900
11,8	3,3	84,9	1,19	1,18	1870
11,6	3,6	84,8	1,21	1,19	1850
11,4	3,9	84,7	1,23	1,21	1820
11,2	4,2	84,6	1,25	1,23	1800
11,0	4,5	84,5	1,27	1,25	1780
10,8	4,8	84,4	1,29	1,27	1750
10,6	5,1	84,3	1,32	1,30	1730
10,4	5,4	84,2	1,35	1,32	1700
10,2	5,7	84,1	1,37	1,34	1680
10,0	6,0	84,0	1,40	1,37	1650
9,8	6,3	83,9	1,43	1,40	1630
9,6	6,6	83,8	1,46	1,42	1600
9,4	6,9	83,7	1,49	1,45	1580
9,2	7,2	83,6	1,52	1,48	1560
9,0	7,5	83,5	1,55	1,50	1540
8,8	7,8	83,4	1,59	1,54	1510
8,6	8,1	83,3	1,63	1,58	1490
8,4	8,4	83,2	1,67	1,61	1460
8,2	8,7	83,1	1,71	1,65	1430
8,0	9,0	83,0	1,75	1,69	1400
7,8	9,3	82,9	1,80	1,73	1380
7,6	9,6	82,8	1,85	1,78	1350
7,4	9,9	82,7	1,90	1,82	1320
7,2	10,2	82,6	1,95	1,87	1290
7,0	10,5	82,5	2,00	1,91	1260
6,8	10,8	82,4	2,06	1,97	1230
6,6	11,1	82,3	2,12	2,03	1200
6,4	11,4	82,2	2,19	2,09	1170
6,2	11,7	82,1	2,26	2,16	1140
6,0	12,0	82,0	2,34	2,23	1110
5,8	12,3	81,9	2,42	2,30	1080
5,6	12,6	81,8	2,50	2,38	1050
5,4	12,9	81,7	2,60	2,46	1020
5,2	13,2	81,6	2,70	2,55	990
5,0	13,5	81,5	2,80	2,65	960

П р и м е ч а н и е. CO<sub>2</sub> max сухих продуктов полного сгорания сжиженных газов ~14,0%.

Таблица 109

Значения величины  $Z$  для сжиженных газов

Содержание в продуктах сгорания $\text{CO}_2 + \text{CO} +$ $+ \text{CH}_4 + 3\text{C}_2\text{H}_6,$ %	Температура уходящих газов, °C				Содержание в продуктах сгорания $\text{CO}_2 + \text{CO} +$ $+ \text{CH}_4 + 3\text{C}_2\text{H}_6,$ %	Температура уходящих газов, °C			
	до 300	300—500	500—700	700—900		до 300	300—500	500—700	700—900
14,0	4,00	4,12	4,22	4,32	9,4	5,55	5,70	5,84	5,97
13,8	4,04	4,16	4,26	4,36	9,2	5,65	5,80	5,94	6,07
13,6	4,08	4,20	4,31	4,41	9,0	5,75	5,90	6,05	6,17
13,4	4,12	4,24	4,35	4,46	8,8	5,86	6,02	6,17	6,31
13,2	4,19	4,29	4,40	4,51	8,6	5,99	6,15	6,30	6,44
13,0	4,24	4,35	4,46	4,58	8,4	6,12	6,27	6,44	6,56
12,8	4,29	4,41	4,52	4,64	8,2	6,24	6,40	6,65	6,70
12,6	4,35	4,47	4,58	4,70	8,0	6,37	6,53	6,70	6,85
12,4	4,41	4,54	4,65	4,76	7,8	6,50	6,66	6,83	6,98
12,2	4,47	4,60	4,71	4,82	7,6	6,66	6,82	7,00	7,16
12,0	4,53	4,66	4,77	4,89	7,4	6,82	6,98	7,16	7,32
11,8	4,60	4,73	4,84	4,96	7,2	6,97	7,14	7,32	7,49
11,6	4,66	4,79	4,90	5,02	7,0	7,16	7,33	7,51	7,68
11,4	4,73	4,86	4,97	5,09	6,8	7,35	7,52	7,72	7,90
11,2	4,79	4,92	5,04	5,17	6,6	7,55	7,72	7,92	8,11
11,0	4,85	4,98	5,11	5,23	6,4	7,75	7,92	8,12	8,33
10,8	4,91	5,04	5,16	5,29	6,2	7,96	8,12	8,32	8,54
10,6	5,00	5,14	5,26	5,39	6,0	8,20	8,37	8,59	8,80
10,4	5,09	5,22	5,35	5,48	5,8	8,45	8,62	8,87	9,10
10,2	5,17	5,31	5,44	5,57	5,6	8,75	8,92	9,17	9,40
10,0	5,26	5,40	5,54	5,67	5,4	9,05	9,22	9,47	9,70
9,8	5,36	5,50	5,65	5,77	5,2	9,40	9,55	9,82	10,05
9,6	5,45	5,60	5,74	5,87	5,0	9,70	9,90	10,10	10,40

более удобной формуле (X.20) и вспомогательной расчетной табл. 109, составленной для сжиженных газов.

Потери тепла вследствие химической неполноты горения можно установить по формуле

$$q_3 = \frac{42\text{CO} + 35\text{H}_2 + 120\text{CH}_4}{\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4} \% \quad (\text{XXV.2})$$

Коэффициент использования сжиженного газа подсчитывают по формуле

$$\text{к.и.г.} = 100 - (q_2 + q_3) \%.$$

П о д с ч е т 1.

При сжигании сжиженного газа получены продукты сгорания следующего состава:  $\text{CO}_2$  — 10,2;  $\text{O}_2$  — 5,4;  $\text{CO}$  — 0,4;  $\text{H}_2$  — 0,2;  $\text{CH}_4$  — 0,1;  $\text{N}_2$  — 83,7%.

Температура уходящих газов 250°, температура воздуха 20°.

Проверить правильность анализа продуктов сгорания, подсчитать потери тепла с уходящими газами и вследствие химической неполноты горения, определить коэффициент использования сжиженного газа в установке.

1. В продуктах полного сгорания сжиженного газа при наличии 10,2%  $\text{CO}_2$  должно содержаться около 5,7%  $\text{O}_2$  (см. табл. 108). Следовательно, расхождение между содержанием кислорода по данным анализа продуктов сгорания и по справочной таблице невелико.

Поскольку в продуктах сгорания содержатся  $\text{CO}$ ,  $\text{H}_2$  и  $\text{CH}_4$ , т. е. имеет место неполнота сгорания, а табл. 108 составлена для продуктов полного сгорания сжиженного

газа, выполняем поверочный подсчет  $\text{CO}_{2\text{max}}$  по формуле

$$\begin{aligned}\text{CO}_{2\text{max}} &= \frac{(\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4) \cdot 100}{100 - 4,76 (\text{O}_2 - 0,4\text{CO} - 0,2\text{H}_2 - 1,6\text{CH}_4)} = \\ &= \frac{(10,2 + 0,4 + 0,1) 100}{100 - 4,76 (5,4 - 0,4 \cdot 0,4 - 0,2 \cdot 0,2 - 1,6 \cdot 0,1)} = 14,1\%.\end{aligned}$$

Полученное в результате проверки значение  $\text{CO}_{2\text{max}}$  близко к табличному для сжиженных газов, поэтому данные анализа продуктов сгорания не вызывают замечаний.

2. Потери тепла с уходящими газами подсчитываем по формуле

$$q_2 = 0,01 (t_{\text{y. r}} - t_{\text{в}}) Z\%.$$

При содержании в продуктах сгорания сжиженного газа 10,7% ( $\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4$ ) и температуре продуктов сгорания 250° величина  $Z$  по расчетной табл. 109 равна 4,95. Следовательно,

$$q_2 = 0,01 (250 - 20) 4,95 = 11,4\%.$$

3. Потери тепла вследствие химической неполноты горения по формуле (XXV.2) для сжиженного газа равны

$$q_3 = \frac{42 \cdot 0,4 + 35 \cdot 0,2 + 120 \cdot 0,1}{10,2 + 1,4 + 0,1} = 3,3\%.$$

4. Коэффициент использования тепла сжиженного газа в установке равен

$$\text{к.и.т.} = 100 - (11,4 + 3,3) = 85,3\%.$$

## НЕФТЕЗАВОДСКИЕ ГАЗЫ

Нефтезаводские газы получают в процессах перегонки сырой нефти, термического и каталитического крекинга, риформинга, пиролиза и др. Основу нефтезаводских газов составляют углеводороды с содержанием от 1 до 5 атомов углерода в молекуле. Однако характер углеводородов крайне различен. Так, в газах пиролиза и других высокотемпературных процессов содержится до 70% непредельных углеводородов, преимущественно алкенов, а в технологических процессах, осуществляемых в атмосфере водорода, получают газы, практически не содержащие непредельных соединений.

Наряду с большим различием в содержании алканов и алкенов неоднородны и составы углеводородов каждого гомологического ряда. Так, соотношение  $\text{CH}_4$  к сумме  $\text{C}_3\text{H}_8 + \text{C}_4\text{H}_{10} + \text{C}_5\text{H}_{12}$  в газах крекинга меняется от 0,2 до 2, т. е. примерно в 10 раз. Нефтезаводские газы содержат до 10% водорода и некоторое количество сероводорода.

Нефтезаводские газы с высоким содержанием непредельных углеводородов, а также пропана и бутана представляют собой весьма ценное сырье для нефтехимической промышленности. Однако их используют также для отопления трубчатых печей, поэтому рассмотрим их теплотехнические характеристики.

Теплота сгорания нефтезаводских газов меняется в пределах от 14 до 22 тысяч  $\text{ккал/нм}^3$ . В то же время обобщенные теплотехнические характеристики колеблются в гораздо меньшей степени. В среднем для большинства нефтезаводских газов, в частности для крекинг-газов, можно принять:  $t_{\text{max}} = 2130^\circ$ ;  $P = 1015 \text{ ккал/нм}^3$ ;  $B = 0,85$ ;  $\text{RO}_{2\text{max}} = 14\%$ .

Зная эти величины, можно установить располагаемое тепло продуктов сгорания и подсчитать потери тепла с уходящими газами и вследствие неполноты горения.

Величина  $\text{RO}_{2\text{max}}$  нефтезаводских газов близка к  $\text{CO}_{2\text{max}}$  сжиженных газов, состоящих в основном из  $\text{C}_3\text{H}_8$  и  $\text{C}_4\text{H}_{10}$ . Это объясняется тем, что нефтезаводские газы, подобно сжиженным, содержат значительный процент  $\text{C}_3\text{H}_8$  и  $\text{C}_4\text{H}_{10}$ . Кроме того, входящие в их состав непредельные углеводороды

характеризуются более высоким (до 15,0%) значением  $\text{CO}_{2\text{max}}$ , чем сжиженные газы, а этан и метан более низким. У водорода, содержащегося в нефтезаводских газах,  $\text{CO}_{2\text{max}}$  равно нулю.

Поэтому для определения располагаемого тепла продуктов сгорания нефтезаводских газов, а также для подсчетов потерь тепла с уходящими газами и вследствие химической неполноты сгорания можно применить ту же формулу, что и для сжиженных газов, и расчетную табл. 109.

## Глава XXVI

### ИСКУССТВЕННЫЕ ГАЗЫ ИЗ ТВЕРДОГО ТОПЛИВА

Искусственные газы подразделяются на два класса: газы, получаемые при сухой перегонке топлива без доступа воздуха, и газы, получаемые в результате безостаточной газификации твердого топлива.

#### ГАЗЫ СУХОЙ ПЕРЕГОНКИ ТВЕРДОГО ТОПЛИВА

Газы сухой перегонки твердого топлива можно подразделить на две группы: на газы с низким содержанием балласта и газы с высоким содержанием балласта.

Газы с малым содержанием балласта получают путем сухой перегонки углей и сланцев в печах с внешним обогревом. Их можно получить также при нагреве перерабатываемого топлива твердым теплоносителем, например золой или песком, при температуре около  $900^\circ$ .

К числу газов с малым содержанием балласта принадлежат газы, производимые путем полукоксования, т. е. нагрева угля или сланцев до  $500\text{—}550^\circ$ , и газы, полученные в процессе коксования, т. е. нагрева каменных углей до температуры порядка  $1000^\circ$ .

При сухой перегонке топлива с высоким содержанием кислорода в горючей массе (древесина и торф) в первый период сухой перегонки выделяется большое количество  $\text{CO}_2$ , сильно балластирующей газ. Путем промывки газа водой под давлением можно освободить его от значительной части  $\text{CO}_2$ . При сухой перегонке твердого топлива путем прямого контакта с дымовыми газами получают газ, сильно разбавленный азотом.

**Газы полукоксования.** При полукоксовании твердого топлива получают три товарных продукта — полукоксы, первичную смолу и газ.

В зависимости от вида топлива, подвергаемого термической обработке, получают древесный, торфяной, буроугольный и каменноугольный полукоксовый газы.

Полукоксовые газы (см. табл. 95) не занимают существенного места в газовом балансе. В послевоенные годы разработаны методы комплексного энергохимического использования твердого топлива на электростанциях с получением полукоксового газа [199].

Высококалорийный газ с теплотой сгорания  $\sim 11\,000$  ккал/м<sup>3</sup> можно получить по методу, разработанному в Энергетическом институте им. Г. М. Кржижановского, — путем полукоксования мелкозернистого сланца с применением нагретой до  $800\text{—}900^\circ$  золы или другого твердого теплоносителя. При температуре в реакторе  $500^\circ$  из 1 т сухого сланца получают  $\sim 40$  м<sup>3</sup> газа, 10 кг газового бензина, 190 кг сырого сланцевого масла (топлива для стационарных котлов).

Газ характеризуется примерно следующим составом: 14%  $\text{CH}_4$ ; 11%  $\text{C}_2\text{H}_6$ ; 8% ( $\text{C}_3\text{H}_8 + \text{C}_4\text{H}_{10} + \text{C}_5\text{H}_{12}$ ); 16%  $\text{C}_2\text{H}_4$ ; 15% ( $\text{C}_3\text{H}_6 + \text{C}_4\text{H}_8 + \text{C}_5\text{H}_{10}$ ); 16%  $\text{H}_2$ ; 10%  $\text{CO}$ ; 4%  $\text{CO}_2$ ; 6%  $\text{N}_2$ .

После выделения непредельных углеводородов для использования в химической технологии получают остаточный газ с теплотой сгорания  $\sim 6500 \text{ ккал/м}^3$ .

При энергохимической переработке бурого угля с твердым теплоносителем можно получить: полукоксовый газ (теплота сгорания около  $3500 \text{ ккал/м}^3$ ), смолу ( $9000 \text{ ккал/кг}$ ), полукокс ( $6500 \text{ ккал/кг}$ ).

Осуществление энергохимических методов переработки твердого топлива может позволить увеличить ресурсы газа и смолы в стране [198]. Стоимость сооружения комплексной энергохимической установки меньше суммарной стоимости электростанции и полукоксовой установки, сооружаемых отдельно, однако, естественно, больше стоимости сооружения одной лишь электростанции, в особенности предназначенной для работы на природном газе или мазуте.

**Коксовый газ.** Большой удельный вес в газовом балансе страны имеют коксовые газы, получаемые в виде побочного продукта при производстве кокса, осуществляемом при температуре порядка  $950\text{--}1000^\circ$  [200].

При повышении температуры процесса сухой перегонки углей увеличивается выход газа и возрастает содержание в нем водорода; содержание в газе метана и других углеводородов уменьшается, снижается теплота сгорания газа.

Помимо температуры, на состав и теплоту сгорания газа большое влияние оказывает продолжительность процесса коксования. Газ, отбираемый в начале процесса, характеризуется большим содержанием углеводородов и более высокой теплотой сгорания, чем газ, получаемый в конце процесса и отличающийся более высоким содержанием водорода и пониженной теплотой сгорания.

На теплоту сгорания оказывает влияние также состав непредельных углеводородов, поглощаемых совместно бромной водой в процессе газового анализа на аппаратах ВТИ и в других химических газоанализаторах.

В коксовом газе (см. табл. 95) содержится также несколько процентов азота, проникающего в газ из дымовых газов вследствие неплотности стенок камер. Поэтому теплота сгорания коксового газа соответственно снижается.

Суммарные изменения в составе газа обуславливают колебания теплоты сгорания коксовых газов до 25%. Жаропроизводительность газа меняется при этом лишь до 1,5%, что дает возможность поддерживать определенный температурный режим в топливоиспользующих установках и определять располагаемое тепло продуктов сгорания и потери тепла с уходящими газами и вследствие неполноты сгорания по формулам (X.16) и (X.24).

Коксовый газ является весьма ценным видом топлива. Высокая жаропроизводительность обеспечивает возможность его использования в мартеновских, доменных и других высокотемпературных печах. Высокое содержание в коксовом газе молекулярного водорода (50—60%) делает его особенно ценным для использования в доменных печах в качестве восстановителя и как сырье для получения водорода.

После выделения из коксового газа водорода методом глубокого охлаждения получают остаточный газ с содержанием  $\text{CH}_4$  порядка 50% и низшей теплотой сгорания  $\sim 6000 \text{ ккал/м}^3$ .

Недостатком коксового газа является его токсичность, вызванная содержанием в нем 6—10%  $\text{CO}$ , а также  $\text{H}_2\text{S}$  (при квалифицированном использовании газа требуется сероочистка).

При коксовании порядка 100 млн. т каменного угля в год и выходе коксового газа около  $300 \text{ м}^3$  на 1 т угля ресурсы коксового газа составляют  $\sim 30$  млрд.  $\text{м}^3$  в год. Это количество коксового газа эквивалентно  $\sim 15$  млрд.  $\text{м}^3$  природного газа.



В начальный период развития газовой промышленности для освещения городов и бытовых целей вырабатывали светильный газ, близкий по составу к коксовому. Светильный газ, в отличие от коксового, получают из углей с большим выходом летучих и при более высокой температуре, обеспечивающей увеличение выхода газа. Однако при этом получается кокс пониженной прочности.

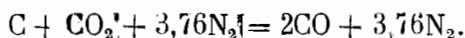
В настоящее время светильный газ потерял свое значение. Сравнительно ограниченное количество светильного газа производят за рубежом на старых газовых заводах.

## ГАЗЫ БЕЗОСТАТОЧНОЙ ГАЗИФИКАЦИИ ТВЕРДОГО ТОПЛИВА

**Генераторные газы.** Процесс безостаточной газификации осуществляют в газогенераторах путем продувания воздухом слоя раскаленного топлива. В нижней части слоя происходит сгорание углерода топлива с образованием  $\text{CO}_2$  [201, 202].

В результате экзотермического процесса, сопровождающегося выделением  $\sim 98\,000$  ккал/кг·атом сгоревшего углерода, происходит разогрев слоя топлива до температуры порядка  $1200^\circ$ .

Продукты реакции проходят через верхнюю зону слоя топлива и взаимодействуют с углеродом топлива с образованием СО



В результате процесса восстановления  $\text{CO}_2$  углеродом топлива до СО получают воздушный газ, состоящий из 34,7% СО и 65,3%  $\text{N}_2$ .

Теплота сгорания идеального воздушного газа —  $1050$  ккал/нм<sup>3</sup>. Реальный воздушный газ содержит некоторое количество непрореагировавшей  $\text{CO}_2$  и соответственно меньшее количество СО.

Теплота реакции восстановления  $Q$ , по Гессу, равна

$$Q = Q_{\text{C}} - 2Q_{\text{CO}} = 98\,000 - 2 \cdot 68\,000 = -38\,000 \text{ ккал.}$$

В соответствии с этим слой топлива в зоне восстановления охлаждается.

Суммарная теплота реакции образования идеального воздушного газа равна

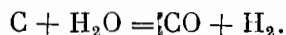
$$\begin{array}{r} \text{C} + \text{O}_2 + 3,76\text{N}_2 = \text{CO}_2 + 3,76\text{N}_2 + 98\,000 \text{ ккал} \\ + \\ \text{C} + \text{CO}_2 + 3,76\text{N}_2 = 2\text{CO} + 3,76\text{N}_2 - 38\,000 \text{ ккал} \\ \hline 2\text{C} + \text{O}_2 + 3,76\text{N}_2 = 2\text{CO} + 3,76\text{N}_2 + 60\,000 \text{ ккал} \end{array}$$

Развиваемая при идеальном процессе температура составляет

$$t = \frac{60\,000}{22,4(2\text{CO} + 3,76\text{N}_2)\text{C}} = 1300^\circ$$

где  $C$  — теплоемкость двухатомных газов в температурном интервале от  $0$  до  $1500^\circ$ , равная  $0,35$  ккал/нм<sup>3</sup>  $^\circ\text{C}$  (см. табл. 24).

Температура реального воздушного газа несколько ниже  $1000^\circ$ . Для использования располагаемого тепла воздушного газа устанавливают котлы-утилизаторы, генерирующие пар, или вдувают в генератор не воздух, а паровоздушную смесь. При этом за счет использования экзотермического процесса окисления углерода кислородом воздуха осуществляется эндотермический процесс взаимодействия водяного пара с углеродом топлива с обогащением газа горючими компонентами



Теплота реакции равна

$$Q = Q_{\text{C}} - (Q_{\text{CO}} + Q_{\text{H}_2}) = 98\,000 - (68\,000 + 58\,000) = -28\,000 \text{ ккал.}$$

В результате вдувания паровоздушной смеси получают смешанный генераторный газ. При газификации кокса, антрацита и других видов тощего топлива смешанный генераторный газ проходит через верхнюю зону топлива, подсушивая его за счет своего физического тепла, после чего отводится из газогенератора.

Низшая теплота сгорания смешанного генераторного газа при газификации тощего топлива составляет около  $1200 \text{ ккал/нм}^3$  (см. табл. 95).

При газификации битуминозного топлива горячий генераторный газ из зоны восстановления проходит через слой подлежащего газификации топлива и обогащается летучими веществами, выделяющимися из топлива при его нагревании. В результате этого теплота сгорания газа, генерируемого из торфа и других видов битуминозного топлива, составляет около  $1500 \text{ ккал/нм}^3$ , т. е. примерно на  $300 \text{ ккал}$  выше, чем генераторных газов, производимых из тощего топлива [166].

Примерный состав смешанных генераторных газов и их теплотехнические характеристики приведены в табл. 95.

Жаропроизводительность смешанных генераторных газов, забалластированных  $\text{N}_2$  и  $\text{CO}_2$ , на  $300\text{--}400^\circ$  ниже жаропроизводительности природных газов.

$\text{RO}_2$  max смешанных генераторных газов составляет около 20,0%.

Наличие в генераторном газе азота снижает его жаропроизводительность. Получить генераторный газ высокой жаропроизводительности, т. е. без балластирующего азота, можно двумя методами:

1) продуванием слоя топлива при генерировании газа не паровоздушной, а парокислородной смесью, что, однако, связано со значительным расходом энергии на производство кислорода или обогащенного кислородом воздуха;

2) осуществлением периодического процесса производства водяного газа, при котором эндотермический рабочий процесс — холодное дутье ( $\text{C} + \text{H}_2\text{O} = \text{CO} + \text{H}_2 - 28\,000 \text{ ккал}$ ) — компенсируется разогревом слоя топлива продуванием воздухом в течение второго вспомогательного периода — горячего дутья. Чередование холодного и горячего дутья, т. е. периодичность процесса, усложняет производство газа, а большой объем газов горячего дутья, содержащих наряду с  $\text{CO}_2$  окись углерода, обуславливает необходимость создания установок для утилизации потенциального и физического тепла низкокалорийных газов.

Состав идеального водяного газа — 50%  $\text{H}_2$  и 50%  $\text{CO}$ .

В реальном водяном газе содержится 50%  $\text{H}_2$ , 40%  $\text{CO}$ , 5%  $\text{CO}_2$  и 5%  $\text{N}_2$ .

Низшая теплота сгорания водяного газа около  $2500 \text{ ккал/нм}^3$ , т. е. значительно ниже теплоты сгорания коксового и в особенности природного газов. Однако жаропроизводительность водяного газа, обусловленная высокой температурой горения  $\text{H}_2$  и  $\text{CO}$ , составляет около  $2200^\circ$ , т. е. превышает жаропроизводительность коксового и природного газов.

К. п. д. установок водяного газа, работающих без использования тепла газов горячего дутья, — 50%, а при утилизации отбросного тепла — порядка 80%.

Недостатком генераторных газов является их высокая стоимость и токсичность.

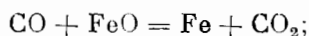
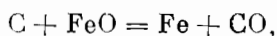
До развития промышленности природного газа смешанные генераторные газы широко использовали в качестве топлива для промышленных печей, а водяной газ — для производства водорода по конверсионному и железо-паровому методам и для осуществления весьма высокотемпературных процессов.

В настоящее время эти виды искусственного газообразного топлива в районах, подключенных к газопроводам, заменены более дешевым и нетоксичным природным газом [204].

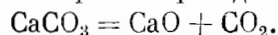
**Доменные газы.** В процессе выплавки чугуна в доменных в результате продувания воздуха через слой кокса происходит образование доменного газа, по составу близкого к воздушному газу, получаемому в газогенерато-

рах. Доменный газ, помимо  $\text{CO}_2$ , образующийся в результате сгорания кокса в воздухе, содержит также двуокись углерода, которой азот не сопутствует. Дополнительное образование  $\text{CO}_2$  в доменном газе обусловлено двумя факторами:

1) частичным окислением углерода топлива не кислородом воздуха, а кислородом руды в процессе ее восстановления



2) диссоциацией известняка, вводимого в доменную печь с целью связывания серы и перевода ее в шлак



В результате образования  $\text{CO}_2$ , не сопутствуемой азотом,  $\text{RO}_{2\text{max}}$  доменного газа превышает  $\text{CO}_{2\text{max}}$  генераторных газов и углерода (т. е. выше 21%). Еще более повышает  $\text{RO}_{2\text{max}}$  доменного газа вдувание в печь обогащенного кислородом воздуха. Вместе с тем замена в доменном процессе кокса природным газом, осуществляемая на металлургических заводах СССР в большом масштабе, понижает  $\text{RO}_{2\text{max}}$  доменного газа.

В результате воздействия перечисленных факторов  $\text{RO}_{2\text{max}}$  доменного газа испытывает значительные колебания и в большинстве случаев равно 24—26%.

Примерный состав доменного газа приведен в табл. 95. Величину  $\text{RO}_{2\text{max}}$  доменных газов при содержании в них водорода менее 2,5% предложено определять по формуле

$$\text{RO}_{2\text{max}} = 23,3 + 0,0188 \text{RO}_2^2,$$

а при большем содержании водорода по формуле

$$\text{RO}_{2\text{max}} = 23,1 + 0,0149 \text{RO}_2^2.$$

Теплота сгорания доменных газов зависит от соотношения горючих компонентов к балласту, т. е. определяется отношением

$$\frac{\text{CO} + \text{H}_2}{\text{CO}_2 + \text{N}_2}.$$

Поэтому с увеличением степени использования  $\text{CO}$  и  $\text{H}_2$  для восстановления окислов железа в печи теплота сгорания газа понижается.

Увеличение содержания кислорода в дутье, естественно снижая содержание азота в доменном газе, повышает его теплоту сгорания. Теплота сгорания доменного газа колеблется в значительных пределах: большей частью от 800 до 1000 ккал/нм<sup>3</sup> [166, 205].

Примерные обобщенные теплотехнические характеристики доменных газов:  $t_{\text{max}} - 1500^\circ$ ;  $t'_{\text{max}} - 1470^\circ$ ;  $P - 600$  ккал/нм<sup>3</sup>;  $\text{RO}_{2\text{max}} - 24,5\%$ ;  $B - 0,98$ .

Поскольку жаропроизводительность доменного газа невысока, использовать его для отопления мартеновских печей в смеси с коксовым газом нерационально. Эффективные области применения доменного газа: воздушно-нагреватели доменных печей, коксовые печи, низкотемпературные печи и сушилки, котельные установки. Следует отметить высокую токсичность доменного газа. Ресурсы доменного газа прямо пропорциональны количеству расходуемого в доменных печах топлива.

Расход топлива на единицу выплавляемого чугуна систематически снижается в результате повышения температуры дутья, увеличения мощности доменных печей и усовершенствования технологического процесса. Однако быстрый темп роста выплавки чугуна в стране обуславливает увеличение расхода металлургического топлива.

При выплавке 80 млн. т чугуна в год и выходе доменного газа порядка 3500 м<sup>3</sup>/т чугуна ресурсы доменного газа в стране составляют округленно

250 млрд.  $\text{м}^3$ , что соответствует по теплу примерно 30 млрд.  $\text{м}^3$  природного газа и почти в два раза превосходит запас тепла в коксовом газе.

**Газы подземной газификации.** Д. И. Менделеев, ознакомившись с пожарами угольных пластов, которые продолжаются иногда годами, пришел к мысли о возможности осуществления подземной газификации углей. В конце прошлого столетия он предложил: «Пробурив в пласту несколько отверстий, одни из них должно назначить для введения, даже вдувания воздуха, другие для выхода, даже вытягивания (например инжектором), горючих газов» [58, стр. 542].

Идею подземной газификации высоко оценил В. И. Ленин.

Для претворения в жизнь этой идеи были созданы станции подземной газификации: Подмосковная, Горловская в Донецком бассейне, Южно-Абинская в Кузнецком бассейне и др. Был отработан процесс подземной газификации углей с получением газа с теплотой сгорания от 700 до 1200  $\text{ккал/нм}^3$ . Таким образом, идея подземной газификации, представлявшаяся многим фантастической и нереальной, оказалась вполне осуществимой.

Однако необходимость широкого развития подземной газификации углей в данный период стала менее актуальной вследствие коренного изменения газового баланса страны в связи с открытием мощных месторождений высококалорийного природного газа.

**Газы с весьма низкой жаропродуктивностью.** К числу газов с весьма низкой жаропродуктивностью, затрудняющей их использование, принадлежат: ваграночные газы; газы горячего дутья генераторных станций водяного газа; газы, получаемые в процессе выжигания кокса и регенерации катализатора на нефтеперерабатывающих заводах; газы сажевых заводов.

Ваграночные газы получают в результате продувания воздухом раскаленного слоя кокса в вагранках. Таким образом, они по существу принадлежат к числу воздушных генераторных газов, но отличаются от них повышенным содержанием  $\text{CO}_2$  и соответственно пониженным содержанием  $\text{CO}$ , теплотой сгорания и жаропродуктивностью. Ваграночные газы вследствие их низкой температуры горения часто выпускают в атмосферу без использования. Это ведет к потере топлива и загрязнению воздушного бассейна токсичной окисью углерода.

Методом безопасного использования ваграночных и других газов с низкой жаропродуктивностью является их сжигание совместно с природным газом.  $\text{RO}_2 \text{ max}$  газов коксовых вагранок составляет 20,5%. При замене части кокса природным газом  $\text{RO}_2 \text{ max}$  ваграночного газа заметно снижается.

Газы горячего дутья, получаемые в процессе разогрева слоя топлива в генераторах водяного газа, близки по составу и теплоте сгорания к ваграночным газам. Их использование осложняется периодичностью процесса горячего дутья и изменением состава газов в течение кратковременного периода горячего дутья, но вместе с тем в большой степени облегчается высокой температурой газов — 700—1000°.

В настоящее время вопросы использования тепла указанных газов утратили свою остроту в связи с заменой водяного газа природным, однако опыт, накопленный при использовании газов горячего дутья, представляет интерес для утилизации тепла других отбросных газов.

В процессе регенерации катализатора на заводах нефтеперерабатывающей промышленности прибегают к выжиганию кокса, отлагающегося на поверхности катализатора. При этом получают газы, наряду с  $\text{CO}_2$  содержащие  $\text{CO}$  и другие горючие компоненты.

На заводах, производящих сажу для резиновой промышленности из природного газа и нефтепродуктов, получают газы следующего состава:  $\text{CO}_2$  5—8;  $\text{CO}$  3—4;  $\text{H}_2$  9—12;  $\text{O}_2$  1—2;  $\text{N}_2$  75—76%.

Теплота сгорания сухих газов — порядка 700  $\text{ккал/нм}^3$ , а температура ~250°. Газы сажевых заводов содержат до 50% водяного пара, соответственно снижающего теплоту сгорания и жаропродуктивность влажных газов.

## 5. Определение эффективности работы топливоиспользующих установок

---

### Глава XXVII

#### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ УСТАНОВОК ПРИ СОВМЕСТНОМ СЖИГАНИИ ДВУХ ВИДОВ ТОПЛИВА

В промышленных печах и котлах часто сжигают совместно два вида топлива. Жидкое топливо, большей частью мазут, используют для повышения светимости факела горящего газа.

На металлургических заводах неравномерность поступления коксового и доменного газов и потребления тепла покрывают путем сжигания природного газа, мазута и угля.

Топливо с высокой жаропродуктивностью (коксовый и природный газы, мазут) применяют для повышения температуры горения доменного газа и других видов газообразного топлива с высоким содержанием азота и соответственно пониженной жаропродуктивностью.

Быстрое увеличение ресурсов сжиженных газов в стране позволяет рассчитывать на возможность их применения в некоторых случаях для повышения температуры горения генераторного газа на заводах, располагающих собственными газогенераторными станциями и не подключенных пока к газопроводам природного газа.

В ряде случаев осуществляют совместное сжигание нефтепромыслового газа и мазута, природного и нефтепромыслового газов и мазута, доменного газа и каменного угля, мазута и угля.

Использование токсичных горючих газов с низкой жаропродуктивностью, получаемых в промышленной теплотехнике при выплавке чугуна в вагранках, при производстве сажи и в других технологических процессах, можно значительно упростить, если сжигать низкокалорийные газы в топках воздухоподогревателей или котлов совместно с природным газом или мазутом. При этом наряду с использованием потенциального тепла отбросных промышленных газов устраняется загрязнение воздушного бассейна городов.

При совместном сжигании двух видов топлива теплотехнические расчеты и испытания печей и котлов, основанные на замере расхода каждого вида топлива, отборе средней пробы, анализе топлива и определении его теплоты сгорания, существенно усложняются. В этом случае желательно применять упрощенную методику теплотехнических расчетов, не требующую замеров расхода топлива и его анализа и основанную на применении обобщенных констант продуктов горения, мало меняющихся для определенных видов топлива даже при значительных колебаниях в их составе и теплоте сгорания.

Однако при совместном сжигании двух видов топлива значения теплотехнических величин могут сильно колебаться. Так, например, при сжигании доменного газа и мазута жаропроизводительность может изменяться в зависимости от соотношения газа и мазута от 1500 до 2100°, теплосодержание сухих продуктов сгорания — от 620 до 960 ккал/нм<sup>3</sup>, CO<sub>2</sub> max — от 16 до 24%.

На первый взгляд может показаться, что при работе на двух видах топлива использование простых методов расчета, основанных на обобщенных константах продуктов сгорания, невозможно. Однако в действительности разработанную методику можно использовать и при работе на двух видах топлива, не прибегая к замеру их расхода и анализу горючего и ограничиваясь лишь определением состава продуктов сгорания и их температуры. Благодаря этому упрощаются теплотехнические испытания и расчеты, облегчается труд испытателей и появляется возможность систематически определять эффективность использования топлива и потери тепла непосредственно силами эксплуатационного персонала предприятий [210—212].

Методика проведения теплотехнических испытаний и обработки результатов следующая.

1. Анализируются продукты сгорания, образующиеся при работе топки или печи на двух видах топлива. При неполноте сгорания топлива и содержании в продуктах горения окиси углерода, водорода и метана они дожигаются в петле газоанализатора с добавлением в случае необходимости воздуха. Количество добавляемого воздуха можно не фиксировать.

Данные о составе продуктов полного сгорания топлива в произвольном количестве воздуха, т. е. о соотношении в продуктах сгорания CO<sub>2</sub> и O<sub>2</sub>, достаточны для определения CO<sub>2</sub> max топлива или смеси сжигаемых видов топлива. CO<sub>2</sub> max можно подсчитать по формуле

$$\text{CO}_2 \text{ max} = \frac{100 \cdot \text{CO}_2}{100 - 4,76 \text{ O}_2} \%$$

или, не прибегая к подсчету, определить по табл. 19 (стр. 64).

CO<sub>2</sub> max можно подсчитать также по составу продуктов неполного сгорания, не прибегая к их дожиганию, по формуле

$$\text{CO}_2 \text{ max} = \frac{100 (\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4)}{100 - 4,76 (\text{O}_2 - 0,4\text{CO} - 0,2\text{H}_2 - 1,6\text{CH}_4)} \%$$

Однако в этом случае необходимо определить содержание в продуктах горения не только CO<sub>2</sub> и O<sub>2</sub>, но и CO, H<sub>2</sub> и CH<sub>4</sub>.

2. После определения CO<sub>2</sub> max или RO<sub>2</sub> max устанавливают на основании этой величины обобщенные характеристики продуктов сгорания смешанных газов или продуктов сгорания газообразного и жидкого или газообразного и твердого топлива при одновременном их сжигании в топке или печи.

К таким характеристикам относятся:

а) жаропроизводительность  $t'_{\text{max}}$  при сжигании топлива в воздухе, содержащем около 1% влаги по весу;  $t_{\text{max}}$  при сжигании топлива в абсолютно сухом воздухе примерно на 30° выше, чем в воздухе, содержащем 1% влаги;

б) низшая теплота сгорания  $P$ , отнесенная к 1 нм<sup>3</sup> сухих продуктов сгорания в стехиометрическом объеме воздуха;

в) отношение объемов  $B$  сухих, т. е. не содержащих водяного пара, конденсирующегося в процессе газового анализа, и влажных продуктов горения, содержащих водяной пар, образующийся в результате сгорания водорода топлива.

Значение величин  $t'_{\text{max}}$ ,  $P$  и  $B$  при сжигании двух видов топлива приведено в табл. 110—120. В этих же таблицах приведено соотношение совместно сжигаемых видов топлива в зависимости от RO<sub>2</sub> max продуктов сгорания. Так, например, при RO<sub>2</sub> max = 13,3%, определенной по табл. 19, жаропроизводительность природного газа, сжигаемого совместно с мазутом,  $t_{\text{max}} = 2030^\circ$ , теплота сгорания, отнесенная к 1 нм<sup>3</sup> сухих продуктов горения

Т а б л и ц а 110  
Теплотехнические характеристики природного и коксового газов

RO <sub>2</sub> max сухих продуктов сгорания, %	Соотношение газа		Состав газа, %							Низшая теплотворная способность Q <sub>н</sub> , ккал/м <sup>3</sup>	Жаропроизводительность при содержании в воздухе 1% влаги (по массе) t <sub>max</sub> , °C	Теплотворная способность, отнесенная к 1 м <sup>3</sup> сухих продуктов сгорания, P, ккал/м <sup>3</sup>	Теплотворная способность, отнесенная к 1 м <sup>3</sup> влажных продуктов сгорания, R, ккал/м <sup>3</sup>	Теоретический объем воздуха V <sub>В</sub> <sup>0</sup> , м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Теоретический объем сухих продуктов сгорания V <sub>с.г</sub> <sup>0</sup> , м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Теоретический объем влажных продуктов сгорания V <sub>Σ</sub> <sup>0</sup> , м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Отношение объемов сухих и влажных продуктов сгорания B
	природный, м <sup>3</sup>	коксовый, м <sup>3</sup>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>n</sub> H <sub>m</sub>	H <sub>2</sub>	CO	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>								
11,8	1	0	98	1	—	—	—	—	1	8500	2010	1000	800	9,5	8,5	10,5	0,80
11,6	1	0,5	73	1	1	19	2	1	3	7050	2020	1010	810	7,7	6,9	8,6	0,80
11,4	1	1	61	0,5	1,5	28,5	3	1,5	4	6350	2030	1020	810	6,9	6,2	7,7	0,80
11,3	1	1,5	54	0,5	2	34	4	1,5	4	5900	2040	1030	810	6,3	5,7	7,2	0,79
11,2	1	2	49	—	2	38	4	2	5	5650	2050	1040	820	6,0	5,4	6,8	0,78
11,0	1	3	43	—	2	43	5	2	5	5300	2060	1050	830	5,5	5,0	6,4	0,79
10,9	1	4	39	—	2	46	5	2	6	5050	2070	1060	830	5,3	4,8	6,1	0,78
10,4	0	1	24	—	3	57	6	3	7	4300	2090	1090	840	4,3	3,9	5,0	0,77

Таблица III  
Теплотехнические характеристики природного и доменного газов

RO <sub>2</sub> max сухих продуктов сгорания, %	Соотношение газов в смеси		Состав газа, %						Теплотворная способность Q <sub>H</sub> , ккал/нм <sup>3</sup>	Жаропроизводительность при содержании в воздухе и газе около 1% влаги (по массе) t <sub>max</sub> , °C	Теплотворная способность, отнесенная к 1 нм <sup>3</sup> сухих продуктов сгорания, R, ккал/нм <sup>3</sup>	Теплотворная способность, отнесенная к 1 нм <sup>3</sup> влажных продуктов сгорания, R, ккал/нм <sup>3</sup>	Теоретический объем воздуха V <sub>в</sub> <sup>0</sup> , нм <sup>3</sup> /нм <sup>3</sup>	Теоретический объем сухих продуктов сгорания V <sub>с.г</sub> <sup>0</sup> , нм <sup>3</sup> /нм <sup>3</sup>	Теоретический объем влажных продуктов сгорания V <sub>Σ</sub> <sup>0</sup> , нм <sup>3</sup> /нм <sup>3</sup>	Отношение объемов сухих и влажных продуктов сгорания B
	природный, нм <sup>3</sup>	доменный, нм <sup>3</sup>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	CO	H <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>								
14,8	1	0	98	1	—	—	—	1	8500	2010	1000	800	9,5	8,5	10,5	0,80
13,7	1	1	49	0,5	15	4,5	4,5	29,5	4740	1920	940	780	5,1	5,0	6,1	0,83
15,3	1	2	33	0,3	20	2,0	6,0	38,7	3490	1860	890	760	3,7	3,9	4,6	0,85
16,3	1	3	24,5	0,2	22,5	2,3	6,7	43,8	2860	1820	860	750	3,0	3,3	3,8	0,86
17,2	1	4	19,6	0,2	24,0	2,4	7,2	43,6	2480	1800	830	730	2,5	3,0	3,4	0,88
18,0	1	5	16,3	0,2	25,0	2,5	7,5	43,5	2230	1770	810	720	2,2	2,8	3,1	0,88
18,5	1	6	14,0	0,2	25,7	2,6	7,7	49,8	2050	1740	790	710	2,0	2,6	2,9	0,89
19,0	1	7	12,3	0,1	26,2	2,6	7,9	50,9	1920	1730	780	705	1,9	2,5	2,7	0,90
19,4	1	8	10,9	0,1	26,7	2,7	8,0	51,6	1820	1710	770	700	1,8	2,4	2,6	0,91
19,7	1	9	9,8	0,1	27,0	2,7	8,1	52,3	1730	1680	750	690	1,7	2,3	2,5	0,92
24,5	0	1	—	—	30	3	9	58	980	1470	620	600	0,8	1,6	1,6	0,98

Примечание. t<sub>max</sub> — жаропроизводительность при сжигании в абсолютно сухом воздухе примерно на 30° выше.



Таблица 112

Теплотехнические характеристики природного газа и мазута

RO <sub>2max</sub> сухих продук- тов сгора- ния, %	Соотношение расхо- дуемого топлива		Жаропроизводи- тельность при сжигании в воз- духе, содержа- щем ~1% влаги (по массе), $t_{max}, ^\circ\text{C}$	Низшая тепло- творная способ- ность, отнесен- ная к 1 м <sup>3</sup> су- хих продуктов сгорания, P, ккал/м <sup>3</sup>	Низшая тепло- творная способ- ность, отнесен- ная к 1 м <sup>3</sup> влажных про- дуктов сгора- ния, R, ккал/м <sup>3</sup>	Отношение объемов сухих и влажных продуктов сгорания, B
	природ- ный газ, м <sup>3</sup>	мазут, кг				
11,8	1	0	2010	1000	800	0,80
12,2	1	0,1	2010	1000	800	0,80
12,6	1	0,2	2020	1000	810	0,81
13,0	1	0,3	2020	990	810	0,81
13,3	1	0,4	2030	990	815	0,82
13,5	1	0,5	2040	990	815	0,83
13,7	1	0,6	2040	980	820	0,83
13,8	1	0,7	2050	980	825	0,84
14,0	1	0,8	2050	980	825	0,84
14,2	1	0,9	2050	980	825	0,84
14,3	1	1	2060	980	830	0,85
14,7	1	1,5	2070	970	830	0,86
15,0	1	2	2080	970	830	0,86
15,4	1	3	2090	970	840	0,87
16,5	0	1	2100	960	840	0,88

Таблица 113

Теплотехнические характеристики природного газа и каменного угля (тощего)

RO <sub>2max</sub> сухих про- дуктов сгорания, %	Соотношение топлива		Теплотворная способность, отнесенная к 1 м <sup>3</sup> сухих продуктов сгорания, P, ккал/м <sup>3</sup>	Теплотворная способность, от- несенная к 1 м <sup>3</sup> влажных про- дуктов сгора- ния, R, ккал/м <sup>3</sup>	Жаропроизводи- тельность при сжигании в воз- духе, содержа- щем 1 % влаги, $t_{max}, ^\circ\text{C}$	Отношение объемов сухих и влажных продуктов сгорания, B
	природ- ный газ, м <sup>3</sup>	каменный уголь, кг				
11,8	1	0	1000	800	2010	0,80
12,8	1	0,2	990	810	2020	0,82
13,9	1	0,5	980	820	2040	0,84
15,0	1	1	970	830	2060	0,86
16,3	1	2	960	840	2080	0,88
19,0	0	1	930	860	2120	0,93

Примечание.  $t_{max}$  — жаропроизводительность при сжигании в абсолютно сухом воздухе на 30° выше.

$P = 990$  ккал/м<sup>3</sup>, отношение объемов сухих и влажных продуктов горения  $B = 0,82$ .

На основании этих данных и температуры продуктов сгорания можно подсчитать потери тепла с уходящими газами  $q_2$  по формуле

$$q_2 = \left[ \frac{t_{y.r} - t_b}{t_{max}} \left[ C' + (h - 1) BK \right] \right] 100 \%$$

(Здесь  $C'$  и  $K$  — поправочные коэффициенты, приведенные в табл. 28) и потери тепла вследствие химической неполноты горения  $q_3$  по формуле

$$q_3 = \frac{(30,2\text{CO} + 25,8\text{H}_2 + 85,5\text{CH}_4)h \cdot 100}{P} \%$$

Таблица 114  
Теплотехнические характеристики коксового и доменного газов

RO <sub>2</sub> max сухих продуктов сгорания, %	Соотношение газов в смеси		Состав газа, %						Низшая теплотворная способность, ккал/нм <sup>3</sup>	Жаропроизводительность при содержании в воздухе и газе около 1% влаги (по массе) $t'_{max}$ , °C	Низшая теплотворная способность, отнесенная к 1 нм <sup>3</sup> сухих продуктов сгорания, P, ккал/нм <sup>3</sup>	Низшая теплотворная способность, отнесенная к 1 нм <sup>3</sup> влажных продуктов сгорания, R, ккал/нм <sup>3</sup>	Теоретический объем воздуха $V_B^0$ , нм <sup>3</sup> /нм <sup>3</sup>	Теоретический объем сухих продуктов сгорания $V_{с.г}^0$ , нм <sup>3</sup> /нм <sup>3</sup>	Теоретический объем влажных продуктов сгорания $V_{\Sigma}^0$ , нм <sup>3</sup> /нм <sup>3</sup>	Отношение объемов сухих и влажных продуктов сгорания, B
	кокосовый, нм <sup>3</sup>	доменный, нм <sup>3</sup>	H <sub>2</sub>	CO	CH <sub>4</sub>	C <sub>n</sub> H <sub>m</sub>	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>								
10,4	1	1	57	6	24	3	3	7	4200	2090	1090	840	4,3	3,9	5,0	0,77
14,5	1	0	30	18	12	1,5	6	32,5	2590	1970	980	800	2,5	2,8	3,3	0,82
14,8	1	1,1	28,8	18,6	11,4	1,4	6,2	33,6	2500	1930	940	790	2,4	2,7	3,2	0,83
15,1	1	1,2	27,4	19,1	10,9	1,4	6,3	34,9	2430	1910	935	780	2,3	2,6	3,1	0,83
15,4	1	1,3	26,4	19,6	10,4	1,3	6,5	35,8	2350	1900	930	780	2,3	2,5	3,0	0,84
15,6	1	1,4	25,4	20,0	10,0	1,2	6,5	36,9	2300	1890	920	770	2,2	2,5	3,0	0,84
15,8	1	1,5	24,6	20,3	9,6	1,2	6,6	37,7	2250	1880	910	760	2,2	2,5	2,9	0,84
16,0	1	1,6	23,8	20,8	9,2	1,1	6,7	38,4	2200	1870	900	760	2,1	2,4	2,9	0,84
16,2	1	1,7	23,0	21,1	8,9	1,1	6,8	39,1	2150	1860	890	760	2,1	2,4	2,8	0,85
16,8	1	2,0	21,0	22,0	8,0	1,0	7,0	41,0	2050	1840	870	750	2,0	2,4	2,8	0,85
17,5	1	2,5	18,4	23,1	6,9	0,8	7,3	43,5	1900	1800	650	740	1,8	2,2	2,6	0,87
24,5	0	1	3	30	—	—	9	58	980	1470	620	600	0,8	1,6	1,6	0,98

Таблица 115

Теплотехнические характеристики коксового газа и мазута

RO <sub>2</sub> max продук- тов сгора- ния, %	Соотношение газа и мазута		Жаропроизводи- тельность в воз- духе, содержащем 1% влаги (по массе) $t_{\max}$ , °C	Теплотворная способность, от- несенная к 1 нм <sup>3</sup> сухих продуктов сгорания, R, ккал/нм <sup>3</sup>	Теплотворная способность, от- несенная к 1 нм <sup>3</sup> влажных продук- тов сгорания, R, ккал/нм <sup>3</sup>	Отношение объемов су- хих и влаж- ных продук- тов сгора- ния, B
	коковый газ, нм <sup>3</sup>	мазут, кг				
10,4	1	0	2090	1090	840	0,77
11,5	1	0,1	2090	1070	840	0,78
12,4	1	0,2	2090	1060	840	0,79
13,0	1	0,3	2090	1040	840	0,80
13,5	1	0,4	2090	1030	840	0,81
13,9	1	0,5	2090	1020	840	0,82
14,8	1	1	2100	1000	840	0,84
15,5	1	2	2100	980	840	0,86
16,5	0	1	2100	960	840	0,88

Таблица 116

Теплотехнические характеристики доменного газа и мазута

RO <sub>2</sub> max сухих продук- тов сгора- ния, %	Соотношение топлива		Теплотворная способность, от- несенная к 1 нм <sup>3</sup> сухих продук- тов сгорания, R, ккал/нм <sup>3</sup>	Теплотворная способность, от- несенная к 1 нм <sup>3</sup> влажных продук- тов сгорания, R, ккал/нм <sup>3</sup>	Жаропроизводи- тельность при сжигании в воз- духе, содержа- щем 1% влаги, $t_{\max}$ , °C	Отношение объемов су- хих и влаж- ных продук- тов сгора- ния, B
	доменный газ, нм <sup>3</sup>	мазут, кг				
24,5	1	0	620	600	1470	0,98
24,0	1	0,010	635	620	1540	0,98
23,6	1	0,020	650	630	1570	0,97
23,2	1	0,030	670	640	1600	0,97
22,8	1	0,040	680	660	1630	0,96
22,5	1	0,050	690	665	1650	0,96
22,2	1	0,060	700	670	1670	0,96
22,0	1	0,070	710	680	1700	0,95
21,8	1	0,080	720	685	1720	0,95
21,6	1	0,090	730	695	1730	0,95
21,4	1	0,100	750	700	1750	0,94
20,1	1	0,200	800	740	1850	0,92
19,3	1	0,300	840	765	1910	0,91
17,5	1	1	910	810	2020	0,89
16,5	0	1	960	840	2100	0,88

Коэффициент разбавления продуктов сгорания воздухом  $h$  равен

$$h = \frac{CO_2 \max}{CO_2 + CO + CH_4}.$$

3. Определив  $q_2$  и  $q_3$ , подсчитывают коэффициент использования топлива к.и.т. =  $100 - (q_2 + q_3) \%$ .

4. В тех случаях, когда потери тепла в окружающую среду  $q_5$  легко определить (например, при сжигании топлива в котлах), можно подсчитать не

Таблица 117

Теплотехнические характеристики мазута и каменного угля (тощего)

RO <sub>2</sub> max сухих про- дуктов сгорания, %	Соотношение топлива		Жаропросто- водительность при сжигании в воз- духе, содержа- щем 1% влаги (по массе) $t_{\max}$ , °C	Низшая тепло- та сгорания, от- несенная к 1 н.м. <sup>3</sup> сухих продуктов сгорания, R, ккал/н.м. <sup>3</sup>	Низшая теплота сгорания, отне- сенная к 1 н.м. <sup>3</sup> влажных продук- тов сгорания, R, ккал/н.м. <sup>3</sup>	Отношение объемов су- хих и влаж- ных продук- тов сгора- ния, B
	мазут, кг	уголь, кг				
16,5	1	0	2100	660	840	0,88
17,1	1	0,5	2100	660	840	0,88
17,5	1	1	2100	950	850	0,89
17,8	1	1,5	2110	950	850	0,89
18,0	1	2	2110	950	850	0,89
18,2	1	3	2110	940	850	0,90
18,4	1	4	2110	940	850	0,90
18,5	1	5	2110	940	860	0,91
18,7	1	10	2120	930	860	0,92
19,0	0	1	2120	930	860	0,93

Таблица 118

Теплотехнические характеристики доменного газа и каменного угля

RO <sub>2</sub> max сухих про- дуктов сго- рания, %	Соотношение топлива		Теплота сгора- ния, отнесенная к 1 н.м. <sup>3</sup> сухих продуктов сго- рания, R, ккал/н.м. <sup>3</sup>	Теплота сгора- ния, отнесенная к 1 н.м. <sup>3</sup> влажных продуктов сго- рания, R, ккал/н.м. <sup>3</sup>	Жаропросто- водительность при сжигании в воз- духе, содержа- щем 1% влаги, $t_{\max}$ , °C	Отношение объемов су- хих и влаж- ных продук- тов сгора- ния, B
	домен- ный газ, н.м. <sup>3</sup>	камен- ный уголь, кг				
24,5	1	0	620	600	1470	0,98
23,7	1	0,050	680	650	1600	0,96
22,8	1	0,100	710	680	1700	0,95
22,0	1	0,200	760	730	1800	0,95
21,4	1	0,300	800	750	1870	0,94
20,8	1	0,500	830	780	1940	0,94
20,0	1	1	870	815	2020	0,93
19,0	0	1	930	860	2120	0,93

только коэффициент использования топлива, но и коэффициент полезного действия

$$\text{к.п.д.} = q_1 = 100 - (q_2 + q_3 + q_5)\%$$

( $q_4$  — потери тепла вследствие механической неполноты горения при сжигании газообразного и жидкого топлива практически равны нулю).

5. Определяя коэффициент использования топлива до и после установки котла-утилизатора или иного устройства для использования тепла уходящих газов, можно подсчитать достигаемое при этом повышение эффективности использования топлива.

6. Установив по табл. 19 жаропростоводительность совместно сжигаемых видов топлива, можно подсчитать  $t_{\text{кал}}$  по формуле

$$t_{\text{кал}} = \frac{t_{\max}}{C' + (h-1)KB}.$$

Таблица 119

Теплотехнические характеристики смеси ваграночного и природного газов

RO <sub>2</sub> шах сухих продук- тов сто- раная, %	Соотношение газов в смеси		Q <sub>н</sub> ккал/нм <sup>3</sup>	Жаропроводи- тельность		Низшая теп- лота сторо- ния, отне- сенная к 1 нм <sup>3</sup> сухих продуктов сторания Р, ккал/нм <sup>3</sup>	Низшая теп- лота сторо- ния, отне- сенная к 1 нм <sup>3</sup> влажных продуктов сторания Р, ккал/нм <sup>3</sup>	Теоретиче- ский объем воздуха V <sub>в</sub> <sup>о</sup> нм <sup>3</sup> /нм <sup>3</sup>	Теоретиче- ский объем сухих про- дуктов сто- раная, V <sub>с.г.</sub> <sup>о</sup> нм <sup>3</sup> /нм <sup>3</sup>	Теоретиче- ский объем влажных про- дуктов сторо- ния V <sub>Σ</sub> <sup>о</sup> нм <sup>3</sup> /нм <sup>3</sup>	Отношение объ- емов сухих и влажных про- дуктов сторо- ния, В
	вагра- ночная, нм <sup>3</sup>	природ- ный, нм <sup>3</sup>		t <sub>п</sub> °С	t <sub>н</sub> °С						
20,5	100	0	490	1020	1200	377	366	0,39	1,30	1,34	0,97
20,0	100	1,0	572	1110	1270	416	400	0,48	1,37	1,43	0,96
19,6	100	2,0	654	1190	1350	450	430	0,57	1,45	1,52	0,95
19,1	100	3,0	725	1260	1410	480	453	0,65	1,51	1,60	0,94
18,8	100	4,0	799	1320	1460	505	472	0,74	1,58	1,69	0,94
18,4	100	5,0	878	1380	1520	532	494	0,83	1,65	1,78	0,93
17,1	100	10,0	1226	1600	1700	627	563	1,22	1,96	2,18	0,90
11,8	0	100	8500	2010	—	1000	800	9,5	8,5	10,5	0,80

Примечание. При подсчете t<sub>н</sub> температура ваграночных газов принята равной 300°[208].

Таблица 120

 $RO_2 \max$  ваграночных газов при работе вагранок на коксе и природном газе

Топливо			Топливо			Топливо			Топливо		
кокс, кг	природный газ, м <sup>3</sup>	$RO_2 \max, \%$	кокс, кг	природный газ, м <sup>3</sup>	$RO_2 \max, \%$	кокс, кг	природный газ, м <sup>3</sup>	$RO_2 \max, \%$	кокс, кг	природный газ, м <sup>3</sup>	$RO_2 \max, \%$
1,0	0	20,5	1,0	0,3	18,4	1,0	0,6	17,0	1,0	0,9	16,1
1,0	0,1	19,7	1,0	0,4	17,9	1,0	0,7	16,7	1,0	1,0	15,9
1,0	0,2	19,0	1,0	0,5	17,4	1,0	0,8	16,4	0,0	1,0	11,8

Подсчет.

При совместном сжигании в печи природного газа и мазута получают продукты сгорания следующего состава:

$$RO_2 = 11,0; O_2 = 2,0; CO = 0,3\%; H_2 = 0,1; CH_4 = 0,4\%.$$

Расход газа и мазута и их теплота сгорания неизвестны.

Требуется определить:

- 1) примерное соотношение совместно сжигаемых видов топлива;
- 2) жаропроизводительность при совместном сжигании мазута и природного газа;
- 3) коэффициент разбавления продуктов сгорания;
- 4) калориметрическую температуру горения;
- 5) потери тепла с уходящими газами при их температуре 900° и температуре воздуха 20°;
- 6) потери тепла вследствие химической неполноты сгорания;
- 7) коэффициент использования топлива в печи;
- 8) коэффициент использования топлива в котле-утилизаторе при температуре продуктов сгорания перед котлом 900° и после котла 300°.

Прежде всего найдем величину  $RO_{2\max}$  при совместном сжигании в печи природного газа и мазута на основании анализа продуктов горения

$$RO_{2\max} = \frac{(11,0 + 0,3 + 0,4) 100}{100 - 4,76(2,0 - 0,4 \cdot 0,3 - 0,2 \cdot 0,1 - 1,6 \cdot 0,4)} = 12,4\%.$$

Затем легко решаем поставленные задачи.

1. При  $RO_{2\max} = 12,4\%$  на 1 м<sup>3</sup> природного газа приходится около 0,15 кг мазута (табл. 112).
2. Жаропроизводительность при совместном сжигании природного газа и мазута (при  $RO_{2\max} = 12,4\%$ ) равна 2010°.
3. Коэффициент разбавления продуктов сгорания данного состава (при  $RO_{2\max} = 12,4\%$ ) равен

$$h = 12,4 : (11,0 + 0,3 + 0,4) = 1,06.$$

4. Исходя из жаропроизводительности и коэффициента разбавления продуктов сгорания, устанавливаем примерную величину калориметрической температуры горения

$$t_{\text{кал}} \approx t_{\max} : h = 2010 : 1,06 = 1900°.$$

В интервале температур от 0 до 1900°  $C' \approx 1$  и  $K = 0,9$  (см. табл. 28). С учетом этих величин определяем калориметрическую температуру горения по формуле

$$t_{\text{кал}} = \frac{2010}{1 + (1,06 - 1) 0,9 \cdot 0,81} = 1930°.$$

5. Потери тепла с уходящими газами находим по формуле

$$q_2 = \frac{900 - 20}{2010} [0,91 + (1,06 - 1) 0,84 \cdot 0,81] 100 = 41,5\%.$$

(По табл. 28 при  $t_{y.r} = 900°$ ,  $C' = 0,91$ ,  $K = 0,84$ ; по табл. 112  $B = 0,81$ ).

6. Потери тепла вследствие химической неполноты сгорания  $q_3 = (3000 \cdot 0,3 + 2500 \cdot 0,1 + 8500 \cdot 0,4) \cdot 1,06 : 1000 = 4,8\%$  (по табл. 112 при  $RO_{2 \max} = 12,4\%$   $P = 1000$  ккал/нм<sup>3</sup>).

7. Коэффициент использования топлива в печи

$$\text{к.и.т.} = 100 - (41,5 + 4,8) = 53,7\%.$$

8. Располагаемое тепло продуктов сгорания перед котлом-утилизатором равно  $q_2 = 41,5\%$ . Потери тепла с уходящими газами после котла-утилизатора

$$q'_2 = \frac{300 - 20}{2010} [0,84 + (1,06 - 1) 0,79 \cdot 0,81] \cdot 100 = 12,2\%,$$

откуда коэффициент использования топлива в котле-утилизаторе равен:

а) по отношению к потенциальному теплу сжигаемого топлива

$$\text{к.и.т.} = 41,5 - 12,2 = 29,3\%;$$

б) по отношению к располагаемому теплу продуктов сгорания, поступающих в котел-утилизатор

$$\text{к. п. т.} = \frac{(41,5 - 12,2)100}{41,5} = 70\%.$$

## Глава XXVIII

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ УСТАНОВОК ПРИ СОВМЕСТНОМ СЖИГАНИИ НЕСКОЛЬКИХ ВИДОВ ТОПЛИВА

Подсчет потерь тепла и определение эффективности использования топлива по упрощенной методике, разработанной автором, получили широкое применение при совместном сжигании двух видов топлива.

Предложенная схема расчета может быть использована и при совместном сжигании трех видов топлива, однако она требует дополнительной оценки соотношения используемых видов горючего. Для этого возможен ряд методов, выбор которых определяется свойствами и теплотехническими характеристиками совместно сжигаемых видов топлива.

При совместном сжигании нескольких видов топлива с высокой жаропроизводительностью (например, коксового газа, мазута, смолы и каменного угля; нефтезаводских газов, отходов жидкого топлива и мазута; природного газа, нефтезаводского газа, мазута и гудрона; природного газа, мазута, каменного угля и других видов топлива) можно действовать в следующей последовательности:

1) определить по составу продуктов сгорания  $RO_{2 \max}$  совместно сжигаемых видов топлива;

2) использовать эту величину для оценки степени разбавления продуктов сгорания  $h$ ;

3) поскольку различия в величинах  $t_{\max}$  для топлива с высокой жаропроизводительностью невелики, можно задаться жаропроизводительностью совместно сжигаемых видов топлива; некоторая корректировка  $t_{\max}$  совместно сжигаемых видов топлива возможна на основе величины  $RO_{2 \max}$ ;

4) на основе  $t_{\max}$  и  $h$  подсчитать потери тепла с уходящими газами;

5) аналогичным образом оценить величину  $P$  и подсчитать потери тепла вследствие химической неполноты сгорания;

б) далее определить коэффициенты использования топлива (к.и.т.) и полезного действия (к.п.д.).

При совместном сжигании нескольких видов топлива с различной жаро-производительностью, например коксового газа, доменного газа и мазута или коксового газа, доменного газа и угля, необходимо оценить значение величин  $t_{\max}$  и  $P$ . Для этого следует:

1) определить сначала  $RO_{2\max}$  двух совместно сжигаемых видов топлива и на его основе оценить соотношение этих видов топлива по таблицам, приведенным в предыдущей главе;

2) располагая полученным соотношением и зная  $t_{\max}$  и  $P$  для двух совместно сжигаемых видов топлива, рассматривать их как один вид «условного топлива»;

3) определить  $RO_{2\max}$  совместно сжигаемых трех видов топлива;

4) установить по  $RO_{2\max}$  примерное соотношение первого «условного топлива», т. е. совместно сжигаемых двух видов топлива, и третьего топлива;

5) на основе полученного соотношения определить  $t_{\max}$  и  $P$  для сжигаемых совместно трех видов топлива по вспомогательным таблицам или номограммам.

При выборе первых двух видов топлива для оценки их суммарной жаро-производительности важно соблюсти условия, при которых  $RO_{2\max}$  для суммы этих видов топлива не был бы близок к  $RO_{2\max}$  третьего вида топлива, так как в этом случае, очевидно, невозможно по величине  $RO_{2\max}$  оценить присадку третьего вида топлива к первым двум.

Так, при совместном сжигании доменного газа с  $RO_{2\max} = 24,5\%$ , каменного угля с  $RO_{2\max} = 19,0\%$  и коксового газа с  $RO_{2\max} = 10,4\%$  при соотношении доменного газа к коксовому 2,5 : 1 значение  $RO_{2\max}$  смеси равно около 18,4%, т. е. оно близко к  $RO_{2\max}$  угля, чего не может быть при выборе в качестве «условного топлива» для данных расчетов суммы доменного газа и угля или же суммы каменного угля и коксового газа.

Очевидно, удобнее выбирать для первоначальной оценки два вида топлива, занимающие наибольший удельный вес в «смеси». Так, например, при сравнительно незначительном участии в «смеси» коксового газа можно путем его кратковременного отключения отобрать пробу продуктов сгорания доменного газа и угля для определения  $RO_{2\max}$  и установить таким образом их соотношение. Затем после включения коксового газа определить соотношение совместно сжигаемых трех видов топлива и подсчитать значения  $t_{\max}$  и  $P$ .

Выполнение расчетов при совместном сжигании трех видов топлива облегчается при предварительном создании смеси, состоящей из двух видов топлива. Так, например, при сжигании природного, коксового и доменного газов определение эффективности использования топлива облегчается в том случае, если можно осуществить предварительное смешение природного и коксового газов в газогольдере или в смесительном газопроводе.

Тогда в качестве «условного топлива» можно принять смесь этих газов и определить ее  $RO_{2\max}$ , а затем по суммарной величине  $RO_{2\max}$  продуктов сгорания после котла определить присадку доменного газа и установить теплотехнические характеристики смеси, состоящей из трех газов.

Теплотехнические характеристики совместно сжигаемых трех, четырех и пяти видов топлива можно установить по номограммам, опубликованным С. А. Ашуровым в журнале «Газовая промышленность» (1969 г., № 6 и 1970 г., № 11).



## 6. Пути повышения эффективности использования топлива

---

### Глава XXIX

#### ВЫБОР ТОПЛИВА

Для обеспечения потребности страны в горючем в топливную промышленность вкладываются крупные, возрастающие с каждым годом средства. Так, в 1950 г. капиталовложения в угольную промышленность составили в сопоставимых ценах 630 млн. руб., а в 1967 г. 1281 млн. руб., т. е. в два раза больше.

В 1950 г. в нефтяную и газовую промышленность было вложено 652 млн. руб., а в 1967 г. в четыре раза больше — 2604 млн. руб. [1].

Как указывалось выше, для развития топливно-энергетической базы страны ежегодно направляется около 30% всех капиталовложений в промышленность, а доля суммарных затрат на развитие топливно-энергетической базы, а также создание и усовершенствование установок, использующих топливо и энергию, достигает 45—50% всех капиталовложений в промышленность [167].

Развитие топливной промышленности вызывает необходимость сооружения железных дорог и повышения их пропускной способности, поскольку удельный вес топлива в суммарном грузообороте транспорта составляет около 40%.

Несмотря на весьма крупные ассигнования, выделяемые для обеспечения страны топливом и энергией, в ряде районов Европейской части СССР ощущается недостаток топлива [3]. Это в значительной степени объясняется недостаточно высоким к.п.д. использования топлива в народном хозяйстве.

Следует отметить, что и за рубежом топливо используется с низким к.п.д. В связи с этим Д. Томсон писал: «В высокоцивилизованный век с ограниченностью энергетических ресурсов некоторые из наших технологических процессов могут выглядеть примерно так, как если бы вздумали сжечь целый дом для того, чтобы зажарить свиную тушу. Уменьшение расхода энергии совместимо с повышением жизненного уровня» [110, стр. 48].

Для повышения эффективности использования топлива в СССР проведены огромные работы, в результате которых средний к.п.д. использования топлива повысился с 26,5% в 1940 г. до 31,6% в 1965 г. Это соответствует среднему к.п.д. использования топлива в передовых по промышленному развитию зарубежных странах. Ставится задача повышения к.п.д. использования топлива до 45%.

Для повышения эффективности использования топлива существенное значение имеет обоснованный его выбор.

Для высокотемпературных процессов целесообразно использовать топливо с высокой жаропроизводительностью и малым содержанием балласта. По этим характеристикам различные виды топлива можно подразделить на две группы: топливо высокой и топливо пониженной жаропроизводительности (табл. 121). Из данных табл. 121 видно, что жаропроизводительность некоторых видов топлива второй группы, например торфа, генераторного и доменного газов, на несколько сот градусов ниже жаропроизводительности топлива, входящего в первую группу.

Эффективность использования топлива в теплотехнических процессах может быть оценена выражением

$$\eta = \frac{t_1 - t_2}{t_1},$$

где  $t_1$  — начальная температура процесса;  
 $t_2$  — конечная температура.

Поскольку начальная температура в значительной степени определяется жаропроизводительностью сжигаемого топлива, а конечная — температурой уходящих газов, естественно, что для высокотемпературных технологических процессов и в особенности для процессов, в которых в атмосферу выпускаются уходящие газы с высокой температурой, весьма существенно применение топлива высокой жаропроизводительности. Напротив, при низкой температуре уходящих газов эффективность использования топлива почти не зависит от его жаропроизводительности.

Следует отметить, что эффективность использования в высокотемпературных процессах топлива с высокой жаропроизводительностью по сравнению с использованием топлива с низкой жаропроизводительностью значительно повышается благодаря возможности интенсификации работы печей вследствие большей разности температур горящего топлива и нагреваемого материала.

Интенсификация работы печей, обеспечивая повышение производительности установок, приводит вместе с тем в большинстве случаев к снижению удельного расхода топлива на единицу выпускаемой продукции благодаря уменьшению продолжительности процесса и снижению потерь тепла в окружающую среду. Поэтому весьма важно при распределении ресурсов топлива между потребителями стремиться к обеспечению высокотемпературных технологических процессов топливом с высокой жаропроизводительностью, пригодным для эффективного использования в технологии.

Применение в технологических печах топлива с малым содержанием золы и серы не только повышает качество продукции и устраняет загрязнение воздушного бассейна, но и увеличивает к.п.д. использования топлива вследствие уменьшения расхода тепла на плавление шлаков.

Сжигание несортированного твердого топлива обуславливает в слоевых топках (помимо неудобства его применения) большой перерасход топлива из-за провала мелочи сквозь колосниковые решетки.

Первостепенное значение для оценки топлива, естественно, имеет его стоимость.

В табл. 122 приведены данные о себестоимости добычи различных видов топлива [168]. В таблице приведены также расчетные затраты на 1 т годовой добычи условного топлива.

Расчетные затраты определяются как сумма себестоимости топлива плюс определенный процент (13%) по отношению к капиталовложениям, т. е.

$$P_{\text{расч}} = C_d + 0,13 K_{\text{уд руб/т}}. \quad (\text{XXIX.1})$$

Себестоимость топлива у потребителей, естественно, значительно выше, чем в районах добычи, на сумму транспортных расходов.

Проф. А. Е. Пробст [3] на основе отчетных данных за 1962 г. оценивает среднюю по СССР себестоимость потребляемого горючего 9 руб/т условного топлива.

Таблица 121

Некоторые теплотехнические характеристики топлива

Топливо	$Q_H^p$ , ккал/кг	WP, %	AP, %	$Q_H^p$ , ккал/кг	$t_{max}$ , °C	$P$ , ккал/м <sup>3</sup>	$RO_2$ max, %	$\eta$
<i>Топливо высокой жаропродуктивности</i>								
<b>Газообразное</b>								
Водяной газ . . . . .	—	—	—	2500 *	2210	1130	21	0,81
Коксовый газ . . . . .	—	—	—	4000 *	2120	1080	10,5	0,79
Природный газ . . . . .	—	—	—	8500 *	2040	1000	11,8	0,80
<b>Жидкое</b>								
Бензин . . . . .	—	—	—	10450	2110	980	14,8	0,86
Керосин . . . . .	—	—	—	10250	2120	980	15,2	0,86
Мазут . . . . .	—	—	—	9500	2130	970	16,5	0,88
<b>Твердое</b>								
<b>Антрацит</b>								
донецкий АС . . . . .	8000	6	13	6400	2190	940	20	0,95
донецкий АРШ . . . . .	7900	8	20	5650	2180	940	20	0,95
<b>Каменный уголь донецкий</b>								
длиннопламенный . . . . .	7300	12	20	4900	2080	940	19	0,89
газовый . . . . .	7700	8	15	5900	2100	930	19	0,90
паровичный жирный . . . . .	8000	6	19	6000	2150	940	19	0,91
тощий . . . . .	8250	6	17	6320	2150	930	19	0,93
промежуточный продукт . . . . .	7600	7	42	3850	2080	910	18,5	0,90
<b>кузнецкий</b>								
газовый . . . . .	7900	8	10	6400	2110	930	19	0,90
паровичный спекающийся . . . . .	8340	6	12	6800	2150	930	19	0,92
слабоспекающийся . . . . .	8100	8	11	6500	2130	930	19	0,91
карагандинский паровичный . . . . .	8000	8	26	5930	2130	940	19	0,91
кизеловский газовый . . . . .	7600	6	30	4970	2110	930	18,5	0,91
воркутинский паровичный жирный . . . . .	8070	10	21	5530	2150	930	~19	0,90
тварчельский паровичный жирный . . . . .	7630	6	33	4630	2050	920	18,5	0,90
Среднее (каменный уголь)	—	—	—	—	2120	930	19	0,9
Бурый уголь челябинский . . . . .	6720	19	24	3770	2000	920	19,3	0,87
Торфяные брикеты . . . . .	5240	10	10	4130	2000	930	19,5	0,86

*Топливо пониженной жаропродуктивности*

<b>Газообразное</b>								
Генераторный газ . . . . .	—	—	—	1200 *	1670	700	20	0,91
Доменный газ . . . . .	—	—	—	950 *	1500	600	24	0,97
<b>Твердое</b>								
<b>Бурый уголь</b>								
богословский . . . . .	6130	28	25	2700	1820	830	20,0	0,83
подмосковный . . . . .	6240	33	27	2300	1740	870	19,5	0,80
<b>Торф</b>								
кусковой . . . . .	5240	40	6	2560	1660	865	19,5	0,77
фрезерный . . . . .	5240	50	6	2030	1500	830	19,5	0,72
Дрова . . . . .	4510	40	0,6	2440	1640	875	20,5	0,75

\* ккал/м<sup>3</sup>.

Примечания.

1. Содержание влаги, золы и теплотворная способность топлива приведены по данным Всесоюзного теплотехнического института им. Ф. Э. Дзержинского.

2. Жаропродуктивность топлива подсчитана без учета содержания в воздухе водяного пара.

Таблица 122

Экономические показатели добычи различных видов топлива (по пресектным данным)

Топливо	Способ добычи	Себестоимость добычи С <sub>д</sub> , руб/т у. т.	Удельное капиталовложение К <sub>уд</sub> , руб/т у. т. годовой добычи	Расчетные затраты Р <sub>расч</sub> , руб/т у. т.
Антрацит				
донецкий	Шахтный	6,0	20,5	8,6
Каменный уголь				
донецкий	Шахтный	6,9	23,0	9,8
кузнецкий	Открытый	3,2	14,0	4,0
львовско-волынский	Шахтный	7,3	24,0	10,3
воркутинский	То же	7,0	27,5	10,4
днепровский	Открытый	6,1	39,5	11,0
экибастузский	То же	1,6	10,0	2,9
ангреский	»	4,4	15,0	6,3
канско-ачинский	»	1,0	5,0	1,6
черногорский	»	2,5	14,0	4,3
черемховский	»	2,0	7,5	2,9
черновский	»	5,5	17,5	7,7
райчихинский	»	4,0	14,5	5,8
богословский	»	3,3	17,0	5,4
башкирский	»	6,9	25,2	10,1
Торф фрезерный	»	4,0	35,0	8,4
Сланец эстонский	»	5,0	12,5	6,6
Нефть башкирская	—	1,8	17,0	3,9
Нефть татарская	—	1,4	19,0	3,3
Природный газ				
украинский	—	1,1	17,5	3,3
саратовский	—	1,4	17,5	3,6
ставропольский	—	0,9	13,5	2,6
узбекский	—	0,5	9,0	1,6

При оценке средств, направляемых в топливную промышленность, весьма важно учитывать возможность снижения капиталовложений в установки, работающие на прогрессивных видах топлива. Так, по ряду расчетов капиталовложения, необходимые для сооружения электростанций, работающих на природном газе, примерно на 20% ниже капиталовложений, затрачиваемых на создание станций, работающих на твердом топливе.

Наряду с уменьшением капиталовложений на создание установок работа на природном газе и других видах квалифицированного топлива позволяет обеспечить значительную экономию горючего.

Экономия, полученная в течение 1956—1965 гг. благодаря повышению к.п.д. установок, работающих на природном газе и мазуте, оценивается в 2—3 млрд. руб.

В связи с широким и все возрастающим применением природного газа особую актуальность приобретают вопросы дальнейшего повышения эффективности его использования.

Применение газа во многих случаях сопровождается интенсификацией работы установок и снижением расхода топлива. Однако наряду с этим перевод на газ часто сводится лишь к простой замене одного вида топлива другим.

Далеко не в полной степени используются важные преимущества высококалорийного бессернистого природного газа, позволяющие коренным образом

перестроить технологию, резко удешевить стоимость оборудования и отказаться во многих случаях от применения пара и электроэнергии в качестве промежуточных теплоносителей. Это большие скрытые резервы промышленности, которые можно широко использовать в ближайшее время.

Вот несколько примеров.

1. Применение специализированных газовых котлов, работающих с высокими тепловыми напряжениями, позволяет резко уменьшить расход металла на их сооружение и снизить потери тепла.

2. Применение трубчатых печей беспламенного горения с излучающими стенами из панельных горелок позволило снизить стоимость печи теплопроизводительностью 16 Гкал/час с 200 тыс. руб. до 100 тыс., уменьшить расход металла с 240 до 132 т, огнеупоров с 425 до 160 т и повысить к.п.д. печей с 65 до 80%.

3. Процессы сушки часто осуществляют с применением промежуточного теплоносителя — водяного пара, используемого для нагрева сушильного агента — воздуха. Между тем для сушки можно применять непосредственно чистые продукты сгорания газа и отказаться от сооружения котлов, котельных установок, калориферов для нагрева воздуха паром и паропроводов.

4. Во многих отраслях промышленности расходуется большое количество горячей воды, нагрев которой часто осуществляют паром — в бойлерах.

Для получения пара строят котельные. Таким образом, металл расходуют на сооружение котлов и бойлеров. Между тем при работе на газе можно создать компактные водогрейные котлы, устанавливаемые непосредственно в технологических цехах, нуждающихся в горячей воде, и отказаться от сооружения дорогих паровых котлов, выносных котельных, установок для водоочистки, паропроводов и бойлеров. Расход металла на сооружение промышленных паровых котлов ДКВ и пароводяных бойлеров составляет ~6 т/Гкал·час, а на постройку водогрейных котлов всего лишь 1—1,5 т/Гкал·час. Несомненна возможность создания более совершенных и менее металлоемких промышленных водогрейных котлов, предназначенных для работы на газообразном топливе.

5. Если в производстве используют пар или горячую воду и осуществляют процессы сушки, целесообразно отказаться от раздельного сжигания газа в котлах и топках сушильных установок и разместить непосредственно в цехах автоматизированные компактные газовые котлы с использованием в сушилках чистых продуктов сгорания, отводимых от котлов.

6. На каждый кубометр сжигаемого природного газа образуется два кубометра водяного пара, уходящего с продуктами сгорания.

Использование для нагрева питательной воды теплоты конденсации водяного пара, содержащегося в продуктах сгорания природного газа, позволяет повысить «истинный» коэффициент полезного действия котельных установок, подсчитываемый по высшей теплоте сгорания газа, с 82 до 92% и довести «кажущийся» к.п.д., определяемый по стандартной методике по отношению к низшей теплоте сгорания, до 103—105%.

Естественно, что экономия горючего обеспечивает не только снижение эксплуатационных расходов и себестоимости выпускаемой продукции, особенно ощутимой в энергоемких производствах, но и уменьшение капиталовложений, необходимых для обеспечения потребности страны в топливе.

Повышение эффективности использования топлива во многих случаях требует затраты крупных средств, привлечение которых целесообразно лишь при условии окупаемости в достаточно короткий срок. Так, например, развитие хвостовых поверхностей нагрева котлов эффективно лишь до определенной температуры уходящих газов, поскольку удельные капиталовложения резко возрастают с уменьшением съема тепла с единицы поверхности нагрева, обусловленного малым температурным градиентом.

Срок окупаемости оборудования и выбор температуры уходящих газов в большой степени зависят от типа установки, стоимости применяемого топлива и его свойств.

По мнению проф. А. Е. Пробста, на основании средних данных по основным районам Европейской части СССР можно считать вполне эффективным мероприятием по экономии топлива, требующие до 100—150 руб. капитальных затрат на 1 т сэкономленного условного топлива в год, т. е. требующих вложений, на целый порядок больше необходимых для добычи и транспортировки эквивалентного количества горючего.

В связи с этим весьма важно отметить, что во многих случаях можно обеспечить экономию топлива с гораздо меньшими капиталовложениями. Так, в главе XXXII рассмотрены установки для комплексного (ступенчатого) использования тепла продуктов сгорания природного газа, затраты на сооружение которых составили всего лишь 3 руб. на 1 т сэкономленного условного топлива в год, т. е. в несколько раз меньше вложений, необходимых для добычи и транспорта топлива, особенно дорогих его видов.

Естественно, что подобного рода дешевые установки целесообразно создавать всюду, где это возможно.

При разработке путей повышения к.п.д. топливоиспользующих установок следует всесторонне оценивать эффективность необходимых для этого капиталовложений  $K_{уд}$ . Указанную эффективность часто определяют по сроку окупаемости капиталовложений  $T$ , исходя из достигаемого при этом снижения себестоимости продукции ( $C_1 - C_2$ )

$$T = \frac{K}{C_1 - C_2} \quad (XXIX.2)$$

или из стоимости сэкономленного топлива за вычетом амортизационных отчислений и других эксплуатационных расходов, возникающих при установке дополнительного оборудования.

Ход расчета по указанной методике показывает формула

$$\bar{T} = \frac{\bar{K}}{C - C_a - A}, \quad (XXIX.3)$$

где  $T$  — срок окупаемости;

$K$  — капиталовложения;

$C$  — стоимость сэкономленного за год газа;

$C_a$  — дополнительные эксплуатационные расходы (на привод вентиляторов и пр.) за год;

$A$  — амортизационные отчисления за год.

Однако при подсчете срока окупаемости по формулам (XXIX.2) и (XXIX.3) не учитываются следующие существенные затраты:

1) дополнительные капиталовложения, необходимые для производства теплоутилизационного оборудования, обеспечения энергией теплоутилизационной установки, включая сюда стоимость сооружения соответствующей электростанции, добычи и транспорта расходуемого на электростанции топлива, в пересчете на киловатт установленной мощности; эти капиталовложения —  $K_1$ , очевидно, необходимо добавить к средствам, затрачиваемым на создание установки, повышающей к.п.д.;

2) капиталовложения, высвобождаемые в результате устранения необходимости в установке оборудования, замещаемого котлами-утилизаторами, экономайзерами и иными устройствами, улучшающими к.и.т.

Так, при установке котлов-утилизаторов отпадает необходимость в сооружении котлов, работающих на природном газе, а применение поверхностных или контактных экономайзеров высвобождает средства, необходимые для сооружения водогрейных котлов.

Оснащение промышленных печей рекуператорами, помимо экономии топлива, позволяет в ряде случаев интенсифицировать работу печей и снизить благодаря этому удельные капиталовложения, расходуемые на сооружение собственно печей. Улучшение теплоизоляции печей и сушилок также сказывается не только на удельных расходах топлива, но и на производительности установок.

Высвобождаемые таким путем капиталовложения —  $K_2$  следует вычитать из средств, расходуемых на сооружение теплоутилизационного оборудования. Иными словами, при подсчете срока окупаемости надлежит оценивать не полную стоимость теплоутилизационных установок, а лишь дополнительные капиталовложения, необходимые для их создания по сравнению со стоимостью сооружения соответствующих установок, работающих на природном газе или других видах топлива.

При подсчете срока окупаемости дополнительно устанавливаемого теплоиспользующего оборудования по формулам (XXIX.2) и (XXIX.3) не учитывается еще один весьма важный фактор, а именно уменьшение капиталовложений в топливную промышленность, достигаемое в результате снижения расхода топлива благодаря установке рассматриваемого оборудования. В расчетах это приводит к преуменьшению народнохозяйственной эффективности работ, проводимых с целью повышения к.п.д. использования природного газа.

Большое значение для повышения эффективности использования топлива и энергии имеет правильное маневрирование ресурсами природного газа и электроэнергии и выбор оптимального энергоносителя для промышленных печей и сушил.

В 1968 г. около 25% природного газа, добываемого в стране, было использовано на электростанциях. На газе вырабатывается свыше 20% всей электроэнергии. Вместе с тем значительная часть генерируемой электроэнергии расходуется в печах и сушильных установках предприятий, расположенных в районах, обеспеченных природным газом.

Применение электроэнергии в термических процессах имеет ряд достоинств (по сравнению с печами, работающими на топливе), а именно:

- 1) высокая температура процесса;
- 2) сосредоточение в малом объеме большого количества энергии;
- 3) предотвращение загрязнения нагреваемого материала серой и золой топлива;
- 4) возможность создания искусственной атмосферы (инертной, восстановительной и т. д.), необходимой для оптимального ведения технологического процесса;
- 5) легкость и точность регулирования процесса;
- 6) улучшение условий труда.

Указанные положения, несомненно справедливые при сопоставлении электрических печей с печами, работающими на твердом топливе или сернистом жидком топливе, и со старыми типами газовых печей, не использующими всех возможностей, открывающихся при внедрении прогрессивных методов сжигания газа, подлежат тщательному анализу в связи с резким увеличением ресурсов бессернистого природного газа и новыми путями его использования.

В современных горелочных устройствах можно осуществить сжигание газа при тепловом напряжении в несколько десятков миллионов килокалорий на кубический метр в час и таким образом сосредоточить выделение большого количества энергии в малом объеме [98].

Точность регулирования процесса при работе на газе с применением современной автоматики весьма велика. Разработаны методы создания контролируемой защитной атмосферы в газовых печах.

Обслуживание хорошо налаженных и автоматизированных газовых печей не имеет ничего общего с обслуживанием пламенных печей старых типов и сопоставимо с условиями труда у электропечей.

При сжигании природного, нефтепромыслового, коксового и других газов с высокой жаропроизводительностью обеспечивается возможность развития в печах весьма высокой температуры.

Использование располагаемого тепла уходящих газов для нагрева воздуха позволяет поддерживать в печах температуру, практически ограниченную лишь стойкостью огнеупоров.

Для большинства технологических процессов плавления, нагрева и сушки (в тех случаях, когда это не противоречит специальным условиям технологии) возможно применение газообразного топлива, сжигаемого по прогрессивным методам [206].

Вопрос о капиталовложениях особенно четко вырисовывается для районов, в которых электроэнергия генерируется с использованием в качестве топлива природного газа. В этих случаях трансформация энергии газа в электрическую вызывает дополнительные капиталовложения сверх расхода средств на добычу и транспорт газа.

Стоимость сооружения электростанции, потребляющей газ, часто равна стоимости добычи и транспорта природного газа, поставляемого данной электростанцией. Следовательно, капиталовложения удваиваются при трансформации энергии газа в электрическую. Если же вести расчет на количество тепла, заключенное в сопоставляемых энергоносителях, т. е. в природном газе и вырабатываемой электроэнергии, то капиталовложения возрастают с учетом к.п.д. станций примерно в четыре раза. К этому следует добавить крупные капиталовложения, затрачиваемые на сооружение электросетей, и дополнительные затраты, связанные с применением электропечей по сравнению с газовыми печами.

В связи с тем что в суммарных капиталовложениях, ассигнуемых на развитие топливно-энергетической базы, велика стоимость сооружения электростанций, генерирующих вторичный энергоноситель (часто используемый в рядовых термических процессах, не претендующих на обязательное применение электроэнергии), соответственно уменьшаются капиталовложения, направляемые на добычу и транспорт первичного энергоносителя — топлива.

Расход значительной части вырабатываемой электроэнергии в термических процессах существенно затрудняет обеспечение потребности в энергии для электропривода, электролиза, электротранспорта, освещения и других целей и обуславливает сохранение в эксплуатации маломощных, морально устаревших и крайне неэкономичных электростанций, работающих с весьма низким к.п.д.

Так, удельный расход условного топлива на 1 кВт·ч электроэнергии, отпущенной районными электростанциями, составляет около 380 г, а на многих старых станциях расход топлива в два раза выше. Прекращение эксплуатации неэкономичных морально устаревших станций обуславливает возможность значительного сокращения расхода топлива на генерирование электроэнергии.

Существенно меньшие капитальные затраты повышают рентабельность применения в печах и сушилках природного газа по сравнению с электроэнергией (при условии обеспечения должного качества нагрева материала). Кроме того, необходимо сопоставить к.п.д. использования газа и электроэнергии. В наиболее простой форме сопоставление этих энергоносителей можно произвести по коэффициенту использования топлива в печах (к.и.т.), принимая потери тепла в окружающую среду неизменными при работе однотипных печей на газе и электроэнергии.

В этом случае

$$\text{к.и.т.} = 100 - (q_2 + q_3)\%,$$

где  $q_2$  — потери тепла с уходящими газами;

$q_3$  — потери тепла вследствие химической неполноты сгорания.

Принимая, что в современных печах должна быть обеспечена полнота сгорания газа (в случае необходимости с дополнительным дожиганием продуктов неполного сгорания, т. е. с осуществлением двухстадийного процесса), получаем следующее значение к.и.т. газовых печей:

$$\text{к.и.т.} = 100 - q_2\%.$$



Значение  $q_2$  и уменьшение потерь тепла с уходящими газами  $\Delta q$ , достигаемое при снижении их температуры и степени разбавления избыточным воздухом, можно подсчитать по формулам

$$q_2 = 0,01 (t_1 - t_b) Z \%,$$

$$\Delta q = 0,01 (t_1 - t_2) Z \%,$$

где  $t_1$  — начальная температура уходящих газов;

$t_2$  — температура уходящих газов после включения дополнительной теплоиспользующей установки;

$t_b$  — температура воздуха, °С;

$Z$  — коэффициент, зависящий от жаропроизводительности газа, температуры уходящих газов и степени их разбавления избыточным воздухом.

Значения величины  $Z$  для продуктов сгорания природного газа в зависимости от их состава и температуры приведены в главе XXIV.

Если принять к.п.д. наиболее мощных и прогрессивных электростанций равным 40%, то газовые печи при условии полноты сгорания газа и небольшом коэффициенте избытка воздуха ( $\alpha = 1,1$ ) по к.и.т. сопоставимы с электропечами (в пересчете на первичное топливо, сжигаемое на электростанции) при температуре уходящих газов около 1200°. При более низкой температуре уходящих газов и том же избытке воздуха к.и.т. газоиспользующих установок значительно превышает к.и.т. электропечей.

Для обеспечения страны наиболее дешевым углеводородным топливом, добываемым с минимальными капиталовложениями и обладающим высокой жаропроизводительностью и транспортабельностью, в стране осуществляется опережающее развитие нефтяной и газовой промышленности и коренная перестройка топливного баланса.

В 1970 г. удельный вес прогрессивных видов топлива — нефти и газа — достигнет 60% против 51,3% в 1965 г. Такая перестройка топливного баланса позволила сэкономить в текущем пятилетии около 70 млн. *т* условного топлива.

На развитие топливных отраслей промышленности в 1970 г. направляют централизованные капитальные вложения в размере 6,6 млрд. руб. примерно на 22% больше, чем в 1969 г.

По плану развития народного хозяйства СССР на 1970 год добыча газа возрастет на 8% и составит 195,8 млрд.  $\text{м}^3$ , добыча нефти увеличится на 6,4% и достигнет уровня 350 млн. *т*, добыча угля возрастет примерно на 2% и составит 618 млн. *т* («Известия», 1969, 16 декабря).

Приводим соотношение стоимости электроэнергии и углеводородного топлива в некоторых зарубежных странах в пересчете на 1000 *ккал*:

Великобритания — сетевая электроэнергия стоит примерно в 9 раз дороже природного газа;

ФРГ — электроэнергия стоит в 6—12 раз дороже жидкого топлива;

США — электроэнергия стоит в 6—8 раз дороже природного газа.

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕКУПЕРАЦИИ ТЕПЛА В ПЕЧАХ

Использование тепла продуктов сгорания, отводимых от печей, для нагрева воздуха и газа имеет большое значение для повышения эффективности использования топлива в печах.

Экономия топлива, достигаемую путем рекуперации тепла, можно подсчитать с минимальным числом замеров и определений, исходя из жаропроизводительности топлива.

Тепловой баланс печей, работающих на газообразном и жидком топливе, может быть представлен в следующем виде:

$$q_1 + q_2 + q_3 + q_5 = 100\%,$$

где  $q_1$  — используемое в печи тепло, %;

$q_2$  — физическое тепло продуктов горения, %;

$q_3$  — потенциальное тепло продуктов горения (потери вследствие неполноты горения), %;

$q_5$  — суммарные потери тепла в окружающее пространство.

Обозначим потенциальное тепло сжигаемого топлива  $Q$  и процент потерь тепла с продуктами горения  $a$ . Следовательно,  $q_2 + q_3 = a\%$ .

Если продукты сгорания уносят  $a\%$  тепла, то используется в печи и теряется в окружающее пространство  $100 - a\%$  тепла.

Количество тепла, используемое в печи и теряемое в окружающее пространство, обозначим

$$П = \frac{Q(100 - a)}{100} \text{ ккал}; \quad Q = \frac{100П}{100 - a} \text{ ккал}.$$

Пусть в процессе рекуперации в печь возвращается часть тепла продуктов горения, обозначаемая  $R$ . В этом случае процент потерь тепла с продуктами горения составит  $a(1 - R)$ , и в печи сжигается соответственно меньшее количество газа. Обозначим потенциальное тепло газа, сжигаемого в печи с рекуперацией тепла,  $Q_1$ .

Принимая, что тепло, используемое в печи и теряемое в окружающее пространство, обозначаемое  $П$ , не меняется при введении рекуперации, подсчитываем экономию топлива, достигаемую при введении рекуперации, за счет возвращения в печь части тепла, теряемого с уходящими газами. Тогда

$$Q_1 = \frac{100П}{100 - a(1 - R)} \text{ ккал}.$$

Уменьшение количества потенциального тепла, подводимого в печь с газом, вследствие рекуперации определяется как разность

$$\Delta Q = Q - Q_1 \text{ ккал}.$$

Экономия тепла в процентах по отношению к расходу тепла без рекуперации

$$\mathcal{E} = \frac{(Q - Q_1) 100}{Q}.$$

Подставляя вместо  $Q$  и  $Q_1$  их значения, получим

$$\mathcal{E} = \frac{(Q - Q_1) 100}{Q} = \frac{\left[ \frac{100П}{100 - a} - \frac{100П}{100 - a(1 - R)} \right] 100}{\frac{100П}{100 - a}} = \frac{a \cdot R \cdot 100}{100 - a + aR}.$$

(XXX.1)

Итак, в процессе рекуперации экономия топлива тем больше, чем выше потери тепла до рекуперации с продуктами сгорания и чем больше степень рекуперации тепла, содержащегося в продуктах сгорания  $R$ .

Дополнительно должен быть оценен эффект, достигаемый при рекуперативном подогреве воздуха и газа за счет повышения температуры в печи и интенсификации ее работы, а также вследствие уменьшения потерь тепла от химической неполноты горения при нагреве воздуха и газа.

#### Подсчет 1.

От термической печи, работающей на мазуте, продукты сгорания отводятся в рекуператор. Располагаемое тепло продуктов сгорания до рекуператора равно 30% по отношению к теплосодержанию сжигаемого в печи мазута ( $q_2$ ). Потери тепла вследствие химической неполноты горения составляют 5% от теплосодержания сжигаемого в печи топлива ( $q_3$ ). Физическое тепло нагретого в рекуператоре воздуха равно 15% по отношению к располагаемому теплу продуктов сгорания.

Подсчитать, чему равна достигаемая при рекуперативном подогреве воздуха экономия мазута.

Суммарное теплосодержание продуктов сгорания  $a$  равно

$$a = q_2 + q_3 = 30 + 5 = 35\%.$$

Степень рекуперации тепла

$$R = \frac{0,15 \cdot q_2}{q_2 + q_3} = \frac{0,15 \cdot 30}{30 + 5} = 0,13.$$

Экономия мазута

$$\mathcal{E} = \frac{aR \cdot 100}{100 - a + aR} = \frac{35 \cdot 0,13 \cdot 100}{100 - 35 + 35 \cdot 0,13} = 6,5\%.$$

Благодаря рекуперации тепла экономия топлива равна 6,5%, в то время как располагаемое тепло нагретого в рекуператоре воздуха равно  $0,15q_2$  или  $0,15 \cdot 30 = 4,5\%$  от теплосодержания сжигаемого мазута.

Следовательно, каждая калория, внесенная в печь с нагретым в рекуператоре воздухом, экономит больше одной калории сжигаемого в печи топлива. Это объясняется тем, что тепло, выделяемое в печи в результате сжигания топлива, частично уносится уходящими газами ( $q_2$  и  $q_3$ ) и лишь в остальной части используется в печи и теряется в окружающую среду, в то время как тепло, вносимое в печь подогретым в рекуператоре воздухом, полностью используется в печи ( $q_1$ ) или теряется в окружающую среду ( $q_5$ ). Таким образом, чем выше располагаемое тепло уходящих газов  $q_2$  и потери тепла вследствие химической неполноты горения  $q_3$ , тем большее число калорий в виде тепла сжигаемого топлива заменяет калория тепла, вносимая в печь нагретым в рекуператоре воздухом.

Подсчет числа калорий потенциального тепла топлива  $T$ , заменяемых одной калорией тепла, вносимой в печь нагретым в рекуператоре воздухом, может быть проведен по формуле

$$T = \frac{\mathcal{E}}{aR}. \quad (\text{XXX.2})$$

В приведенном выше подсчете

$$T = \frac{\mathcal{E}}{aR} = \frac{6,5}{35 \cdot 0,13} = 1,44.$$

#### Подсчет 2.

Продукты полного сгорания природного газа с содержанием  $\text{CO}_2$  10,4% отводит из печи с температурой  $1000^\circ$ . Подсчитать экономию топлива  $\mathcal{E}$  (в %) и определить, сколько калорий тепла сжигаемого газа экономит каждая калория, вносимая в печь, с подогретым в рекуператоре воздухом при степени рекуперации тепла  $R$  0,2; 0,4 и 0,6.

Величина  $Z$  равна 5,00. Определяем потери тепла с уходящими газами по формуле XXIV.4. По табл. 100, стр. 262

$$q_2 = 0,01 \cdot 1000 \cdot 5,00 = 50\%.$$

При степени рекуперации тепла продуктов сгорания  $R = 0,2$

$$aR = 0,2 \cdot 50 = 10,$$

$$\vartheta = \frac{100aR}{100 - a + aR} = \frac{100 \cdot 10}{100 - 50 + 10} = 16,6\%.$$

В этих условиях каждая калория тепла, вносимая воздухом, экономит следующее количество калорий сжигаемого газа

$$T = \frac{\vartheta}{aR} = \frac{16,6}{10} = 1,66 \text{ ккал.}$$

При степени рекуперации тепла продуктов сгорания  $R = 0,4$

$$aR = 0,4 \cdot 50 = 20,$$

$$\vartheta = \frac{100 \cdot 20}{100 - 50 + 20} = 28,6\%,$$

$$T = \frac{28,6}{20} = 1,43 \text{ ккал.}$$

При степени рекуперации тепла продуктов сгорания  $R = 0,6$

$$aR = 0,6 \cdot 50 = 30\%,$$

$$\vartheta = \frac{100 \cdot 30}{100 - 50 + 30} = 37,5\%,$$

$$T = \frac{37,5}{30} = 1,25 \text{ ккал.}$$

Приведенный подсчет иллюстрирует снижение числа калорий топлива, замещаемых одной калорией тепла, вносимого с подогретым воздухом при увеличении степени рекуперации тепла продуктов сгорания  $R$ .

Подогрев воздуха позволяет значительно повысить эффективность использования топлива в промышленных печах.

Долгое время считалось, что применение рекуперативного подогрева воздуха противопоказано при сжигании газа в горелках полного предварительного смешения вследствие опасности воспламенения газозвушной смеси перед горелками в смесительных устройствах. Однако это опасение, справедливое при работе на коксовом и водяном газах, содержащих около 50% высокореакционноспособного молекулярного водорода и обладающих соответственно высокой скоростью распространения пламени, является необоснованным при сжигании газов с малой скоростью распространения пламени. К числу этих газов принадлежат важнейшие виды газообразного топлива, а именно: природные и нефтепромысловые газы, состоящие в основном из малореакционноспособного метана, а также доменные и другие газы с высоким содержанием балласта.

Исследованиями, выполненными в Энергетическом институте им. Г. М. Кржижановского Академии наук СССР, установлена возможность безопасной работы горелок полного предварительного смешения при сжигании газов с малой скоростью распространения пламени с рекуперативным подогревом воздуха до  $400-500^\circ$  [98, стр. 133]. Результаты исследований института нашли широкое применение при сжигании доменного газа [169].

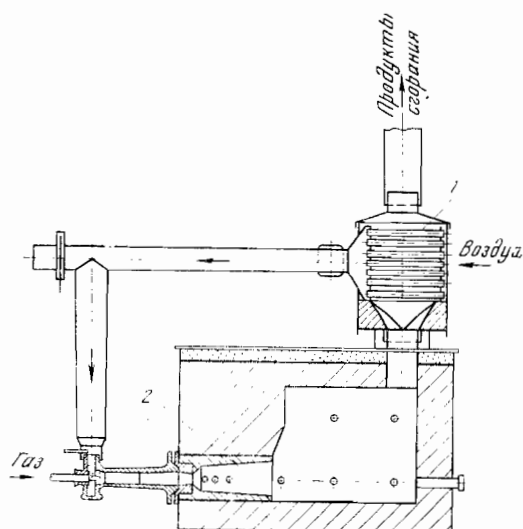
Таким образом, вполне возможно сочетание двух весьма эффективных методов использования газа в качестве топлива: с применением рекуперативного подогрева воздуха и горелок полного предварительного смешения.

При сжигании газа в небольших промышленных печах весьма желательно применение инжекционных горелок полного предварительного смешения, работающих без принудительной подачи воздуха, связанной с расходом электроэнергии на привод вентиляторов, и обладающих весьма важной способностью — поддерживать заданное соотношение сжигаемого газа и подсосываемого воздуха без применения автоматики.

Применение указанных горелок в сочетании с рекуперативным подогревом воздуха часто признается невозможным вследствие того, что инжекцион-

Рис. 29. Печь с рекуператором

- 1 — рекуператор;  
2 — огнеупорный туннель



ные горелки мало приспособлены к работе в условиях повышенного сопротивления по тракту и не могут подсосать необходимый для горения воздух через рекуператоры. Однако это справедливо лишь в условиях, когда в печах создается некоторое противодавление, и, в частности, в тех случаях, когда продукты сгорания выпускают из печей не в дымовые трубы, а непосредственно в атмосферу цеха.

Для поддержания в кузнечных, термических и других горячих цехах здоровой атмосферы, не содержащей окислов азота, повышенного количества углекислого газа, а в случае неполноты сгорания топлива также токсичной окиси углерода и несгоревших углеводородов, необходимо продукты сгорания отводить в дымовые трубы. Тогда при создании некоторого разрежения в печах можно применять инжекционные горелки полного предварительного смешения, подсасывающие весь необходимый для горения объем воздуха из атмосферы через рекуператоры, обладающие небольшим сопротивлением.

На рис. 29 [98, стр. 140] показана схема установки Энергетического института АН СССР, работающая по рассматриваемому методу. Газ с высоким

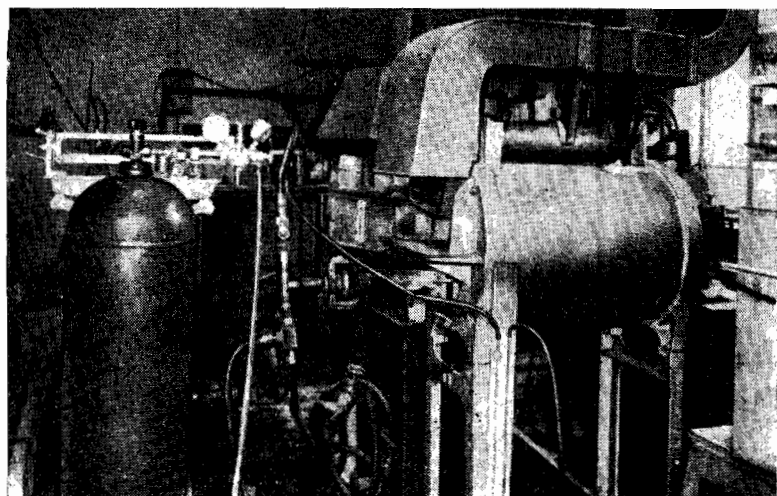


Рис. 30. Термическая печь с рекуператором

содержанием метана и низшей теплотой сгорания порядка 6000 ккал/нм поступал под давлением около 3000 мм вод. ст. в инжекционную горелку, подсылавая необходимый для горения воздух из атмосферы через рекуператор 1. Сжигание газовоздушной смеси осуществлялось в огнеупорном туннеле 2. Продукты полного сгорания отводились в трубу.

На рис. 30 изображена термическая печь, установленная в Энергетическом институте и работающая на сжиженном газе, сжигаемом в инжекционных горелках, с подсосом всего необходимого для горения воздуха через рекуператор [98, стр. 107].

Сжиженный газ из баллона, установленного на весах, поступал по гибкому шлангу в инжекционную беспламенную горелку, смонтированную в термической печи. Продукты сгорания отводились через рекуператор в трубу.

При сжигании сжиженного газа в горелках полного предварительного смешения 1 м<sup>3</sup> газа инжектирует 25—30 м<sup>3</sup> воздуха. При сжигании природного газа приходится инжектировать лишь около 10 м<sup>3</sup> воздуха на 1 м<sup>3</sup> газа, т. е. в 2,5—3 раза меньше, чем при работе на сжиженном газе.

Поскольку к большинству промышленных предприятий подведен природный газ среднего или высокого давления, в ряде случаев представляется возможным осуществить сжигание газа в инжекционных горелках, работающих в сочетании с рекуперативным нагревом воздуха, и повысить благодаря этому эффективность использования газа.

Следует отметить, что при подогреве воздуха представляется возможным осуществить сжигание отбросных газов с пониженной жаропроизводительностью [207—209].

## Глава XXXI

### ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТОПЛИВА В ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССАХ ПРИ УСТАНОВКЕ КОТЛОВ-УТИЛИЗАТОРОВ

Ряд важных технологических процессов осуществляют при высокой температуре уходящих газов. Эффективность использования топлива в этих случаях можно повысить путем утилизации тепла уходящих газов, например для производства пара. Достижимую при этом экономию топлива можно подсчитать по прямому методу на основе материального баланса процесса. Для этого необходимо замерить расход топлива, отобрать среднюю пробу, определить теплоту сгорания и установить количество произведенного пара. Это сложно, в особенности при использовании топлива непостоянного состава или при работе на смешанном топливе, например на коксо-доменном газе, на природном и доменном или на природном газе и мазуте.

Повышение эффективности использования горючего в широком смысле слова, понимая под этим наряду с обычными видами топлива также сжигаемое в технологических установках сырье (сера, серный колчедан, сернистый ангидрид, сероводород и др.), можно установить значительно более простым методом, не требующим проведения указанных замеров и определений.

Предлагаемая методика базируется на использовании жаропроизводительности, являющейся достаточно постоянной величиной для определенных видов горючего.

При совместном сжигании двух видов топлива жаропроизводительность определяют по составу продуктов сгорания исходя из величины  $RO_{2 \max}$ .

Значения жаропроизводительности и других теплотехнических характеристик некоторых видов смешанного топлива даны в гл. XXVII.

Приводим примеры, иллюстрирующие возможность применения простой методики для подсчетов повышения эффективности использования горючего в технологических процессах при утилизации располагаемого тепла уходящих газов для производства пара.

#### П о д с ч е т

В котел-утилизатор поступают продукты сгорания, отводимые от регенераторов-мартеновской печи, работающей на смешанном коксо-доменном газе. Температура продуктов сгорания перед котлом  $600^{\circ}$  и после котла  $300^{\circ}$ . Состав продуктов сгорания:  $RO_2 = 9,2\%$ ,  $O_2 = 8,5\%$ ,  $N_2 = 82,3\%$ . Потери тепла в окружающую среду  $2\%$  от располагаемого тепла продуктов сгорания, поступающих в котел.

Подсчитать, какой процент от потенциального тепла сжигаемого в мартеновской печи коксо-доменного газа используется в котле для производства пара.

1. Подсчитываем по составу продуктов сгорания величину  $RO_{2\max}$  по формуле

$$RO_{2\max} = \frac{RO_2 \cdot 100}{100 - 4,76O_2} = \frac{9,2 \cdot 100}{100 - 4,76 \cdot 8,5} = 15,4\%.$$

2. Исходя из величины  $RO_{2\max}$ , определяем по табл. 114 значение жаропроизводительности и соотношение объемов сухих и влажных продуктов сгорания

$$l_{\max} = 1900^{\circ}; B = 0,84.$$

3. Подсчитываем коэффициент разбавления сухих продуктов сгорания избыточным воздухом

$$h = RO_{2\max} : RO_2 = 15,4 : 9,2 = 1,67.$$

4. Подсчитываем располагаемое тепло продуктов сгорания, поступающих в котел

$$q = \frac{H}{l_{\max}} [C' + (h - 1) KB] 100 = \frac{600}{1900} (0,88 + 0,67 \cdot 0,82 \cdot 0,84) 100 = 42\%.$$

5. Подсчитываем по той же формуле располагаемое тепло продуктов сгорания, отводимых из котла

$$q_2 = \frac{300}{1900} (0,84 + 0,67 \cdot 0,79 \cdot 0,84) 100 = 20\%.$$

6. Определяем потери тепла в окружающую среду в процентах к потенциальному теплу сжигаемого в печи газа

$$q_3 = 0,02 \cdot q = 42 \cdot 0,02 = 1\%.$$

7. Определяем, какой процент потенциального тепла сжигаемого в мартеновской печи коксо-доменного газа использован в котле-утилизаторе для производства пара:

$$q_1 = q - q_2 - q_3 = 42 - 20 - 1 = 21\%.$$

## Глава XXXII

### ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТОПЛИВА ПУТЕМ КОМПЛЕКСНОГО (СТУПЕНЧАТОГО) ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕПЛА ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ

В СССР широко применяется комплексное использование топлива на электрических станциях, генерирующих электроэнергию и обеспечивающих теплом промышленные предприятия и города. При этом достигается большая экономия топлива по сравнению с раздельной выработкой электроэнергии и пара.

Применение природного газа способствует дальнейшему развитию теплотехники, позволяя сооружать тепловые электростанции в городах без

опасения загрязнения их воздушного бассейна золой, сажей и окислами серы. При переводе электростанций на отопление природным газом несколько снижается также содержание в продуктах сгорания окислов азота по сравнению с работой электростанций на угле или мазуте.

Наряду с «большой теплофикацией» на базе электрических станций крупное народнохозяйственное значение имеет «малая теплофикация», основанная на комплексном использовании топлива и тепла продуктов сгорания на промышленных предприятиях.

Использование тепла уходящих газов для нагрева воздуха и воды или производства пара рассмотрено в гл. XXX и XXXI. Показано, что каждая калория, вносимая в промышленную печь с горячим воздухом, экономит более калории тепла сжигаемого топлива. Однако оснащение печей рекуператорами, обеспечивая большую экономию топлива, приводит к большим затратам металла и дополнительным капиталовложениям.

Создание рекуператоров для высокотемпературного нагрева воздуха требует применения дорогих жароупорных материалов. Поэтому в промышленности часто осуществляют рекуперативный нагрев воздуха до умеренных температур и отводят из рекуператоров продукты сгорания с температурой, обуславливающей целесообразность дальнейшего использования располагаемого тепла уходящих газов.

Применение котлов-утилизаторов, устанавливаемых за крупными печами для использования тепла уходящих газов, позволяет генерировать значительное количество пара. Однако необходимо считаться со значительно большей металлоемкостью котлов-утилизаторов по сравнению с современными парогенераторами, в особенности сконструированными специально для работы на природном газе. Кроме того, котлы-утилизаторы требуют значительных площадей для их размещения. Поэтому эффективность их применения следует рассматривать в каждом конкретном случае с учетом дополнительных капиталовложений, числа часов работы котлов и стоимости сэкономленного топлива.

В соответствии с изложенным значительный интерес представляет разработка методов снижения температуры уходящих газов и повышения эффективности использования чистых продуктов сгорания природного газа, не требующих применения дополнительного оборудования и не связанных со сколько-нибудь значительными капитальными вложениями [213, 214].

### **СУЩНОСТЬ МЕТОДА КОМПЛЕКСНОГО (СТУПЕНЧАТОГО) ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕПЛА**

Метод комплексного (ступенчатого) использования тепла чистых продуктов сгорания основан на сочетании работы высокотемпературных, среднетемпературных и низкотемпературных установок. Так, например, располагаемое тепло уходящих газов, отводимых от промышленных печей, а в некоторых случаях и от работающих на природном газе котлов, можно использовать для отопления сушильных установок. Это не требует дополнительного оборудования, и затраты сводятся лишь к сооружению газоходов от печей или котлов к сушилкам.

В некоторых случаях необходимо также создание или повышение мощности существующей дымососной установки.

На рис. 31 показана установка ступенчатого использования тепла, состоящая из водогрейного котла 1, оборудованного четырьмя беспламенными горелками и сушильной установки 2. Газовоздушная смесь сжигается в огнеупорных туннелях 3. Продукты сгорания проходят через трубчатку котла 1, затем поступают в канал 4 и нагревают стенки трехконвейерной сушилки или непосредственно пропускаются через сушильную камеру 5.

Суммарный к.п.д. комплексной установки составлял около 80% [98].



Теплоту конденсации водяного пара, содержащегося в продуктах сгорания природного газа, отводимых из котлов или сушилок, можно дополнительно использовать для нагрева воды в контактных экономайзерах.

Важно отметить, что применение в качестве сушильного агента чистых продуктов сгорания природного газа, отводимых из печей и котлов, позволяет не только повысить эффективность использования топлива, но и значительно интенсифицировать технологический процесс.

В качестве сушильного агента в промышленности часто применяют воздух, нагреваемый в калориферах насыщенным паром. В этих случаях производительность сушилок может ограничиваться недостаточно высокой температурой нагрева воздуха, лимитируемой давлением пара в калориферах и количеством располагаемого пара.

При электронагреве воздуха производительность сушильной установки также часто ограничивается температурой и объемом нагреваемого сушильного агента.

Для народнохозяйственной оценки эффективности ступенчатых методов использования тепла продуктов сгорания природного газа и других бессернистых видов топлива необходимо сопоставить капиталовложения, обусловленные созданием комплексных установок, с вложениями, требуемыми для добычи и транспорта топлива, высвобождаемого благодаря повышению к.п.д. использования горючего в установках, работающих по методам ступенчатого использования тепла продуктов сгорания [171—174].

При этом закономерно оценивать капиталовложения, необходимые для добычи и транспортировки не природного газа, а наиболее дорогого высвобождаемого топлива, замыкающего топливный баланс.

Приводим некоторые примеры эффективности работы установок комплексного (ступенчатого) использования тепла продуктов сгорания природного газа.

На Краснохолмском камвольном комбинате в импортной сушильной установке расходовали на нагрев воздуха 200 *квт*·ч электроэнергии и 500 *кг* пара в час. При этом воздух нагревался до температуры около 120°, что обеспечивало прохождение высушиваемой ткани через установку со скоростью порядка 9 *м/мин*.

При внедрении схемы использования тепла продуктов сгорания природного газа [171, 220, 223] установка была переведена на отопление уходящими газами, отводимыми из котельной комбината с температурой около 200°.

Был устранен расход электроэнергии и пара на нагрев сушильного агента, а скорость движения ленты высушиваемой ткани повысилась до 20 *м/мин*, благодаря чему производительность сушильной установки возросла вдвое и соответственно повысилась производительность труда.

Затраты на перевод установки на отопление отбросными продуктами сгорания природного газа составили всего лишь несколько тысяч рублей, а годовая экономия природного газа, расходовавшегося ранее на производство электроэнергии и пара, достигла 1,2 млн. *м³* в год.

Экономия средств на комбинате в результате ступенчатого использования тепла продуктов сгорания составила 40 000 руб. в год, и затраченные капиталовложения окупаются за два месяца.

Не менее важно, что экономия 1,2 млн. *м³* природного газа, или 1500 *т* условного топлива, в год обуславливает высвобождение капиталовложений, необходимых для добычи эквивалентного количества горючего. При капиталовложениях порядка 40 руб. на 1 *т* добываемого условного топлива в год экономия средств составляет около 60 000 руб., т. е. примерно в 10 раз превышает вложения, затраченные на перевод сушильной установки на отопление уходящими газами, отводимыми из котельной.

Отключение электронагревательной установки мощностью 200 *квт* высвобождает дополнительно около 16 000 руб. капиталовложений на сооружение электростанций, исходя из расчета 80 руб. на 1 *квт* установленной мощности.

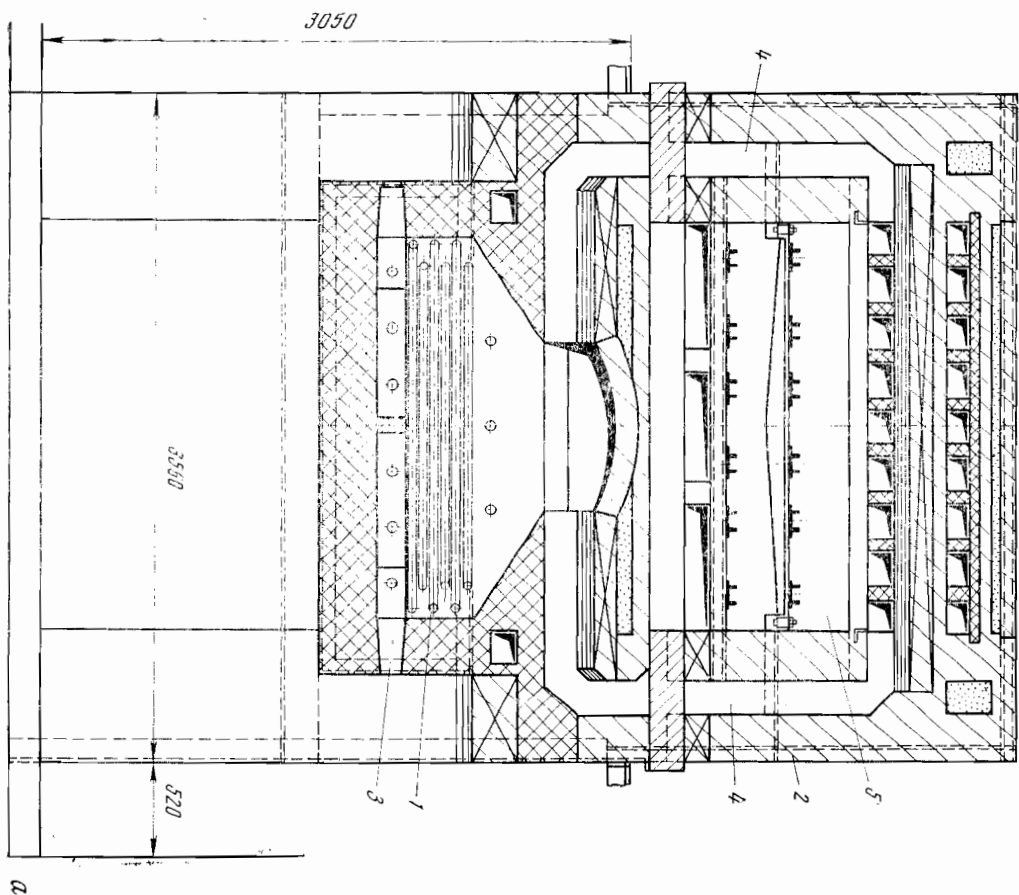
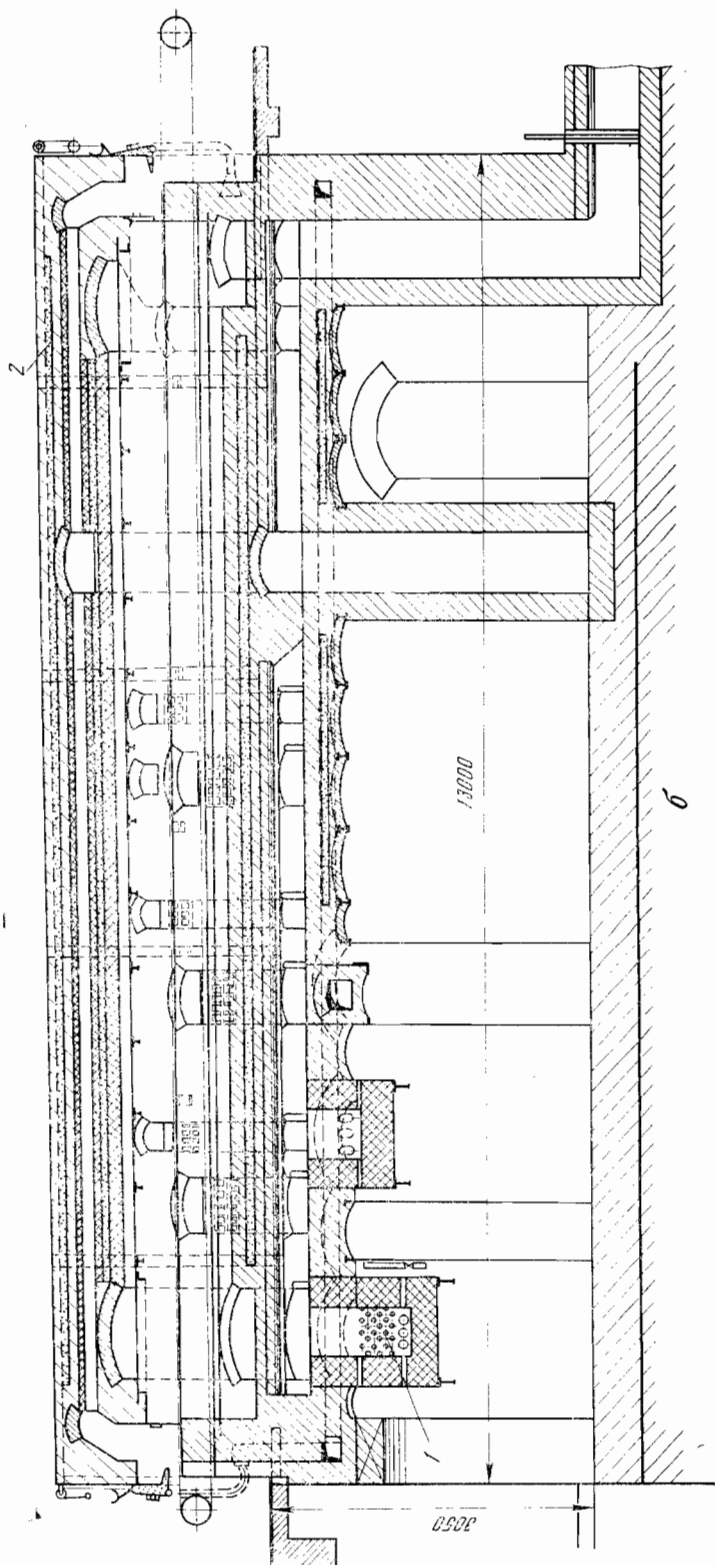


Рис. 31. Печь-котел ДНПН-4;

- а — поперечный разрез;  
 б — продольный разрез;  
 1 — котельный котел;  
 2 — сушильная установка;  
 3 — огнеупорные туннели;  
 4 — канал;  
 5 — сушильная камера



Следует отметить также, что повышение производительности сушильной установки в два раза устраняет необходимость расширения существующей установки и связанные с этим капиталовложения на приобретение и монтаж оборудования. Высвобождается также производственная площадь, предназначенная для размещения дополнительного оборудования [173, 220, 223].

Таким образом, применение метода комплексного (ступенчатого) использования тепла продуктов сгорания природного газа на комбинате позволило при весьма малых затратах:

- 1) повысить эффективность использования топлива;
- 2) уменьшить капиталовложения в топливно-энергетическую базу;
- 3) интенсифицировать работу сушильной установки и соответственно уменьшить потребность в оборудовании.

Намечается широкое внедрение апробированного метода в ряде отраслей промышленности.

В г. Горьком на Афонинском кирпичном заводе продукты сгорания природного газа, отводимые из туннельных печей для обжига кирпича и паровых котлов, использованы для отопления двух блоков туннельных сушилок. При этом прекращено сжигание природного газа в топках сушильной установки и достигнута экономия более 3 млн. м<sup>3</sup> газа в год. Экономия средств в результате ступенчатого использования тепла уходящих газов составляет около 47 тыс. руб. в год, а сооружение установки обошлось заводу в 10 тыс. руб. Таким образом, капиталовложения окупились в течение 2,5 месяцев, без учета дополнительного эффекта, достигаемого благодаря высвобождению средств из топливной промышленности.

На заводе «Керамик» в г. Горьком также осуществлено ступенчатое использование тепла. Ранее отопление сушильных установок осуществлялось путем сжигания топлива. Затем топки демонтировали, и отопление сушилок стали осуществлять путем направления в установку продуктов сгорания, отводимых из печей обжига и выпускавшихся ранее в атмосферу [172].

Применение метода ступенчатого использования тепла продуктов сгорания экономит на заводе «Керамик» около 5 млн. м<sup>3</sup> природного газа в год стоимостью 60 тыс. руб. при затратах на сооружение установки 15 тыс. руб. Срок окупаемости установки — 3 месяца.

Капиталовложения в установки на заводах «Керамик» и Афонинском составили всего около 3 руб. на 1 т условного топлива, сэкономленного в год.

Ступенчатое использование тепла продуктов сгорания успешно осуществлено на ряде предприятий промышленности строительных материалов. Эти методы применяются также в металлообрабатывающей и других отраслях промышленности [175—177].

Естественно, что этот своеобразный симбиоз печей или паровых котлов и сушильных установок предъявляет определенные требования к размещению теплоиспользующего оборудования, которые должны учитываться при проектировании новых и реконструкции действующих предприятий.

Большие перспективы также открываются для широкого использования располагаемого тепла продуктов сгорания, отводимых из промышленных печей, с целью нагрева воздуха для отопления зданий.

В современных воздухонагревателях, оснащенных топками для сжигания природного газа, продукты сгорания приходится разбавлять воздухом во избежание прогара поверхностей нагрева. Температура разбавленных воздухом продуктов сгорания, поступающих в воздухонагреватели из специальных топок, работающих на природном газе, не превышает температуры уходящих газов, отводимых в атмосферу из многочисленных нагревательных и термических печей металлообрабатывающей и машиностроительной промышленности. Поэтому представляется возможным в ряде случаев не расходовать топливо на отопление заводских зданий, а использовать для этой цели воздухонагреватели, работающие на уходящих газах промышленных печей, без усложнения и удорожания конструкции воздухонагревателей [178]. Следует

отметить также возможность сочетания работы отопительно-вентиляционных установок с рекуперативными газовыми печами.

Большой интерес представляет осуществленное в газовой промышленности использование тепла продуктов сгорания, отводимых из газотурбинных установок компрессорных станций, для отопления помещений и теплиц, а также для опреснения морской воды [179].

Успешно осуществлено также использование тепла продуктов сгорания природного газа, отводимых из котельной установки, для разогрева автомобильных двигателей при безгаражной стоянке автомашин в зимних условиях.

Многие металлургические, химические и нефтеперерабатывающие заводы располагают настолько значительными ресурсами отбросного тепла, что представляется закономерной постановка вопроса о «малой теплофикации» не только этих предприятий, но и прилегающих к ним районов с целью устранения (снижения) расхода топлива на отопление и горячее водоснабжение.

Важно также оценивать возможность и целесообразность размещения предприятий, нуждающихся в большом количестве пара и горячей воды, вблизи от установок, располагающих неиспользуемыми ресурсами отбросного тепла.

Интересно отметить, что после крупной аварии в энергосистеме США в ноябре 1965 г., в результате которой весь северо-восток страны был лишен электроэнергии<sup>1</sup>, в США стали проявлять большое внимание к созданию сравнительно небольших автономных установок, работающих на природном газе и жидком топливе и надежно обеспечивающих электроэнергией и теплом предприятия, учреждения, больницы, гостиницы и других потребителей [179, 180].

Автономные энергоустановки состоят из двигателей внутреннего сгорания или газовых турбин, применяемых для привода электрогенераторов. Тепло уходящих газов используют зимой для отопления, летом — для производства холода и круглый год — для горячего водоснабжения и кондиционирования воздуха.

Суммарный к.п.д. комплексных установок достигает 70—90%, т. е. превышает примерно в три раза к.п.д. установок, оборудованных двигателями внутреннего сгорания и работающих без использования отбросного тепла.

В 1960 г. в США работало шесть комплексных установок, в 1966 г. — около 300. В 1967 г. в США и Канаде действовало 370 установок, из них около 90% работало на природном газе, а остальные — на дизельном топливе. Из 370 установок около 100 работали на промышленных предприятиях, 38 использовались для комплексного энергоснабжения зданий газовых компаний, 74 обеспечивали потребность в электроэнергии и тепле административных зданий, 37 — учебных заведений, 22 — торговых центров, 10 — гостиниц, 17 — крупных жилых зданий, 18 установок было сооружено в сельскохозяйственных районах.

В 1967 г. на комплексных установках было генерировано 2,3 млрд. кВт·ч электроэнергии. Стоимость сооружения установок составила 96 млн. долл., а стоимость использованного в течение года природного газа — около 17 млн. долл. [180]. В 1968 г. число подобных установок возросло до 1000.

Опубликованы подсчеты, показывающие, что в 1971 г. 18% сооружаемых крупных жилых массивов, учебных заведений и больниц предполагается оборудовать комплексными установками, работающими на природном газе.

Прогнозируется, что в течение пяти лет в промышленности будет создано 26 000 комплексных установок, генерирующих в год 85 млрд. кВт·ч электроэнергии. Стоимость их сооружения оценивается в 2,4 млрд. долл., а стоимость используемого в течение года природного газа — примерно в 510 млн. долл.

<sup>1</sup> В августе 1969 г. в США вышла из строя почти вся энергосистема южного побережья Флориды. Территория, на которой проживает более двух миллионов человек, длительное время была лишена электроэнергии и находилась в темноте.

Предполагается также создание в течение пяти лет 72 000 непромышленных установок для обеспечения потребности в электрической и тепловой энергии административных зданий, школ, жилых массивов, торговых центров, больниц, гостиниц, кемпингов и других сооружений. Стоимость непромышленных установок оценивают в 1,8 млрд. долл., стоимость сжигаемого природного газа в 250 млн. долл. в год, количество генерируемой в год электроэнергии в 42 млрд. *квт.ч* [180].

По другим прогнозам число установок комплексного использования природного газа в течение 10 лет возрастает до 135 000.

Перечисленные предположения пока далеки от действительности. Однако быстрое увеличение числа установок, генерирующих электроэнергию, с использованием тепла продуктов сгорания природного газа для отопления, горячего водоснабжения, производства холода и других целей, а также систематическая публикация результатов работы установок и интерес, проявляемый к ним американским обществом инженеров-механиков ASME и американской газовой ассоциацией, привлекают к ним внимание.

Стоимость электроэнергии, генерируемой в локальных установках, работающих на природном газе, в ряде случаев в два раза ниже стоимости сетевой электроэнергии [185—187].

Комплексные установки, работающие на природном газе, применяют в Нидерландах в химической и пищевой промышленности. При использовании тепла воды охлаждающей рубашки двигателей и 60% тепла уходящих газов к.п.д. комплексной установки составляет 75—80%.

Вместе с тем следует отметить значительную стоимость сооружений комплексных установок, включающих двигатели внутреннего сгорания, электрогенераторы и котлы-утилизаторы тепла уходящих газов. Стоимость 1 *квт* установленной мощности составляет около 150 долл.

При оснащении комплексных установок газовыми турбинами представляется возможность использования продуктов сгорания, отводимых из газотурбинной установки с температурой порядка 300—500° и содержащих 15—18%  $O_2$ , в котельных топках в качестве высокотемпературного источника кислорода для сжигания дополнительного количества природного газа или жидкого топлива под котлами. Чистые продукты сгорания природного газа, отводимые из газотурбинных установок, пригодны для использования в качестве сушильного агента. Это позволяет резко повысить суммарный к.п.д. работы установок при осуществлении комплексной схемы.

При к.п.д. газотурбинной установки, работающей без использования тепла продуктов сгорания, около 17% располагаемое тепло продуктов сгорания, отводимых из установки, превышает 80% тепла сжигаемого топлива. При использовании 60% тепла уходящих газов в паровых или водогрейных котлах суммарный к.п.д. установки достигает 65%. А применение продуктов сгорания в качестве сушильного агента позволяет довести суммарный к.п.д. до 90%.

Отмечается эффективность комплексных методов использования природного газа в газотурбинных установках на алюминиевых заводах, предприятиях, вырабатывающих едкий натр и хлор путем электролиза растворов поваренной соли, на заводах фосфорной кислоты. Предполагается также использование тепла уходящих газов для опреснения морской воды.

Значительный интерес к комплексным установкам, работающим на природном газе, проявляют в Великобритании, в связи с поступлением газа, добываемого в прибрежных районах Северного моря. На крупной табачной фабрике создается установка, оборудованная восьмью газовыми турбинами, используемыми для привода электрогенераторов. Продукты сгорания с содержанием 18% кислорода намечено направлять в топки паровых котлов, работающих на газообразном или жидком топливе. Установка будет потреблять 7000  $m^3$  природного газа в час.

Большое внимание комплексным установкам, использующим природный газ, уделяют также в Австралии.

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СТУПЕНЧАТОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕПЛА ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ

Ниже приводятся подсчеты повышения эффективности использования природного газа при комплексном (ступенчатом) использовании тепла, осуществляемом путем сочетания работы: 1) технологической печи и сушилки, 2) парового котла и сушилки, 3) технологической печи, парового котла и контактного водонагревателя (экономайзера).

### П о д с ч е т 1.

Печь — сушилка.

*Раздельное использование тепла природного газа.* Газ сжигают раздельно в технологической печи и в топке сушильной установки. Продукты сгорания, отводимые из печи и из сушилки, выпускают в атмосферу.

а) Работа печи на природном газе. Состав продуктов сгорания, отводимых из печи:

$\text{CO}_2 = 8,0$ ;  $\text{O}_2 = 6,8$ ;  $\text{N}_2 = 85,2\%$ . Температура уходящих газов  $800^\circ$ . Температура воздуха  $20^\circ$ .

б) Работа сушилки на природном газе. Состав продуктов сгорания, отводимых из сушилки:  $\text{CO}_2 = 1,0$ ;  $\text{O}_2 = 19,2$ ;  $\text{N}_2 = 79,8\%$ . Температура уходящих газов  $120^\circ$ . Температура воздуха  $20^\circ$ .

*Последовательное (ступенчатое) использование тепла.* Природный газ сжигают в технологической печи. Отводимые из печи продукты сгорания используют в качестве сушильного агента в сушилке.

Состав продуктов сгорания:  $\text{CO}_2 = 8,0$ ;  $\text{O}_2 = 6,8$ ;  $\text{N}_2 = 85,2\%$ .

Температура уходящих газов  $120^\circ$ . Температура воздуха  $20^\circ$ .

Подсчитать потери тепла с уходящими газами при раздельном и комплексном (ступенчатом) использовании тепла и определить коэффициент использования топлива — к.и.т.

### Решение

*Раздельное использование тепла природного газа.* Подсчитываем по формуле (XXIV.2) и вспомогательной расчетной табл. 100 потери тепла с уходящими газами.

а) Потери тепла с уходящими газами, отводимыми из печи

$$q_2 = 0,01 \cdot (t_{y.r} - t_{в}) Z = 0,01 (800 - 20) 6,05 = 47,0\%.$$

Следовательно, коэффициент использования топлива в печи при полноте сгорания равен к.и.т. =  $100 - q_2 = 100 - 47 = 53\%$ .

б) Потери тепла с уходящими газами, отводимыми из сушилки,

$$q_2 = 0,01(120 - 20) 38 = 38\%.$$

Коэффициент использования тепла в сушильной установке

$$\text{к.и.т.} = 100 - 38 = 62\%.$$

*Последовательное (ступенчатое) использование тепла.* Потери тепла с уходящими газами, отводимыми из установки,

$$q_2 = 0,01 (120 - 20) 5,57 = 5,57\%.$$

Коэффициент использования топлива в установке

$$100 - 5,57 = 94,4\% \sim 94\%.$$

## ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ПРИ КОНДЕНСАЦИИ ВОДЯНОГО ПАРА, СОДЕРЖАЩЕГОСЯ В ПРОДУКТАХ СГОРАНИЯ

Теплотехнические расчеты обычно выполняют исходя из низшей теплоты сгорания топлива  $Q_n$ , подсчитываемой с учетом сгорания водорода топлива в водяной пар и расхода тепла на испарение содержащейся в топливе влаги. Однако при охлаждении продуктов сгорания топлива с высоким содержанием

водорода или влаги ниже точки росы и частичной утилизации тепла конденсации водяного пара использованное тепло может превышать низшую теплоту сгорания топлива. В этом случае кажущийся, или видимый, коэффициент полезного действия, подсчитанный по стандартной методике по отношению к низшей теплоте сгорания топлива, может превышать 100% [98].

Истинный коэффициент полезного действия, подсчитанный по отношению к высшей теплоте сгорания топлива, т. е. без учета расхода тепла на испарение влаги, содержащейся в топливе и образующейся в результате сгорания водорода, естественно, всегда меньше 100%.

Соотношение высшей и низшей теплоты сгорания различных видов топлива приведено в табл 10 (стр. 33).

Учет высшей теплоты сгорания особенно актуален при использовании природного газа и других бессернистых видов топлива с высоким содержанием водорода или влаги [98].

На рис. 32 показан предложенный автором водогрейный котел ЭНИН-1 теплопроизводительностью 240 000 ккал/час с четырьмя горелками беспламенного горения 1. Газовоздушная смесь сгорает в огнеупорных туннелях 2, работающих с тепловой нагрузкой 40—50 млн. ккал/м<sup>2</sup> час. Дожигание газа может производиться между огнеупорными насадками, размещенными на подду 3 котла. Раскаленные насадки интенсивно излучают тепло теплопринимающим змеевикам, смонтированным в шахматном порядке.

Котел ЭНИН-1 был установлен на Московском заводе «Калибр» и использовался для отопления производственных корпусов. Температура уходящих газов составляла около 150°, к.п.д. котла — около 92% по отношению к низшей теплоте сгорания газа.

В целях повышения к.п.д. был создан котел ЭНИН-2 (рис. 33) теплопроизводительностью 500 000 ккал/час.

Газовоздушная смесь из горелок 1 поступала в огнеупорные туннели 2. Дожигание газовоздушной смеси осуществлялось у свода 3 котла между огнеупорными насадками 4. Продукты сгорания проходили сверху вниз через трубчатку 5 котла и, охлажденные до температуры 30—50°, отводились в трубу 6.

Видимый, или кажущийся, к.п.д. котла, подсчитанный по отношению к низшей теплоте сгорания, колебался от 101 до 103%.

Истинный к.п.д. котла, подсчитанный по отношению к высшей теплоте сгорания газа, составлял 91—93%.

Опубликованные автором в 1949 г. результаты испытаний водогрейного котла ЭНИН-2, работающего на московском городском газе с видимым к.п.д., равным 101—103%, при осуществлении конденсации значительной части водяного пара, содержащегося в продуктах горения [98], оказались для того времени неожиданными и вызвали открытую дискуссию о котлах беспламенного горения [181]

Ученый совет Энергетического института им. Г. М. Кржижановского с учетом материалов дискуссии констатировал правильность подсчета видимого к.п.д. котла по отношению к низшей теплоте сгорания газа 102%, что соответствует 92% по отношению к высшей теплоте сгорания московского городского газа. В последующие годы был сооружен ряд установок, работающих на газе с видимым к.п.д. выше 100% по отношению к низшей теплоте сгорания топлива [182]. -

Как пример, приведем подсчет эффективности раздельного использования тепла природного газа в печи и паровом котле и комплексного (ступенчатого) использования тепла сначала в печи, а затем в котле, причем в качестве варианта рассмотрим применение за котлом контактного экономайзера с частичным использованием теплоты конденсации водяного пара, содержащегося в продуктах сгорания природного газа.

Подсчет 2.

Печь — котел — контактный экономайзер.



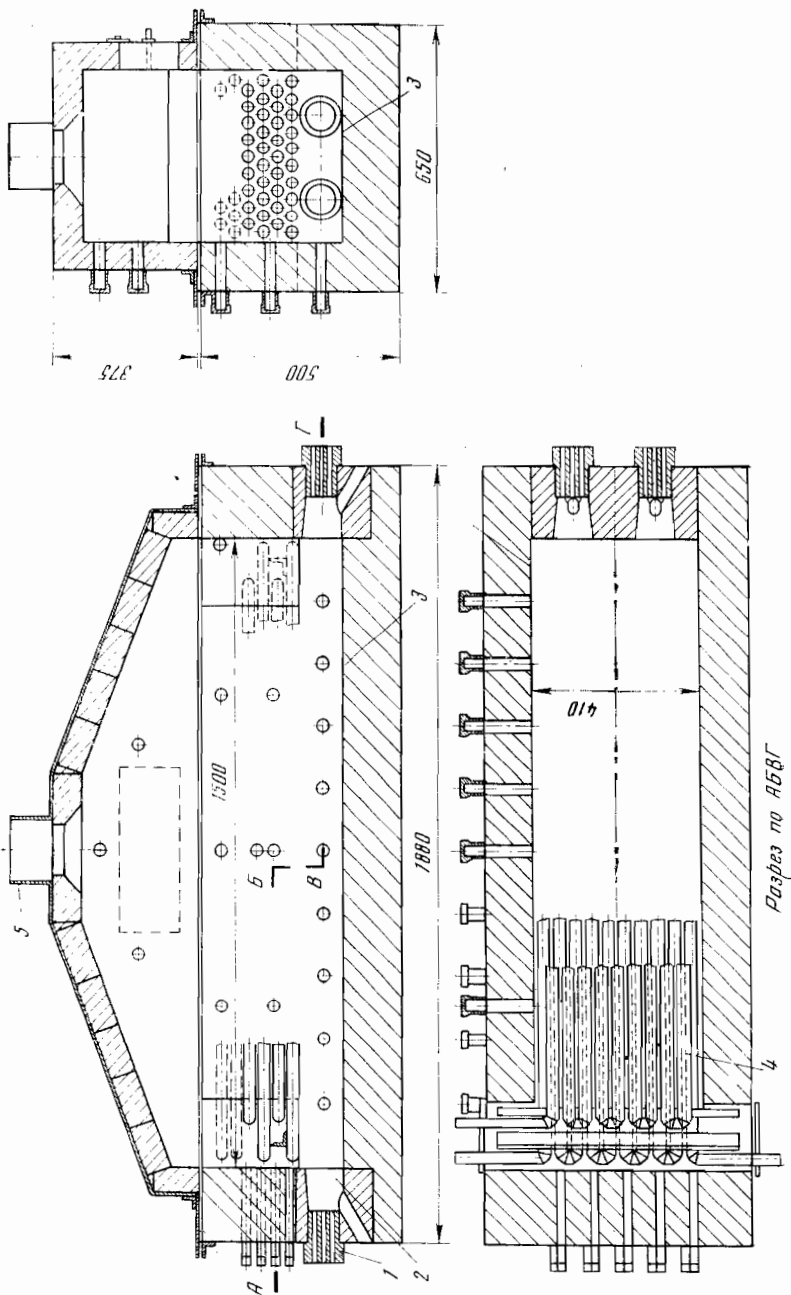


Рис. 32. Котел беспламенного горения ЭНИН-4;

- 1 — горелки беспламенного горения;  
 2 — огнестойкие теплоизоляционные;  
 3 — под;  
 4 — трубка;  
 5 — труба

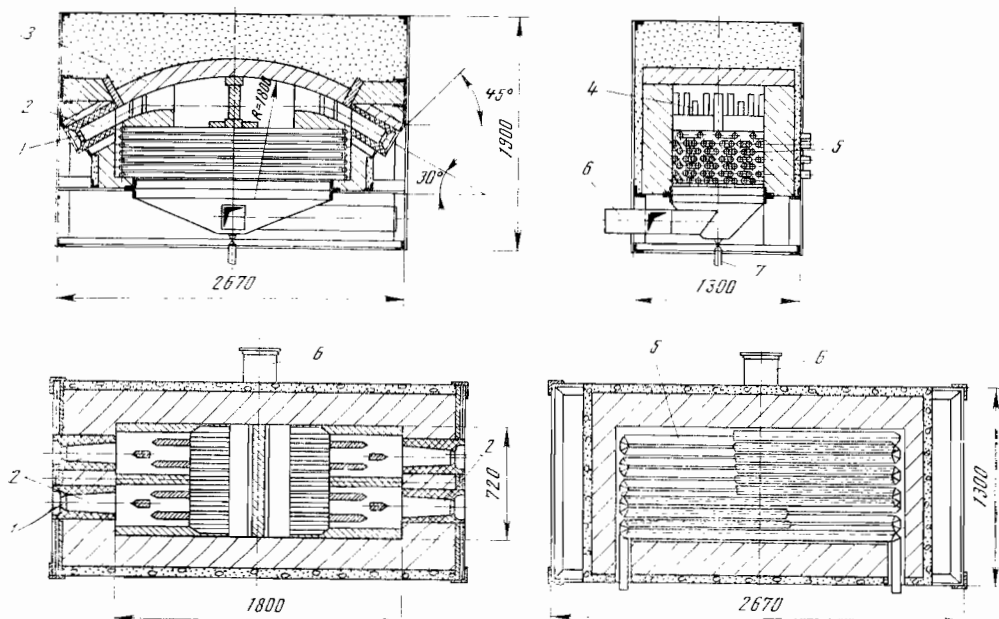


Рис. 33. Котел беспламенного горения ЭНИН-2:

1 — горелки; 2 — огнеупорные туннели; 3 — свод; 4 — огнеупорные пазы; 5 — трубочка; 6 — труба; 7 — отвод конденсата

*Раздельное использование тепла природного газа.* Газ сжигают в технологической печи и в топке парового котла. Продукты сгорания, отводимые от печи и от котла, выпускают в атмосферу.

- а) Работа печи на природном газе. Состав продуктов сгорания, отводимых из печи:  $\text{CO}_2 = 10,2$ ;  $\text{O}_2 = 2,8$ ;  $\text{N}_2 = 87,0\%$ . Температура уходящих газов  $1000^\circ$ . Температура воздуха  $30^\circ$ .
- б) Работа котла на природном газе. Состав продуктов сгорания, отводимых из котла:  $\text{CO}_2 = 9,6$ ;  $\text{O}_2 = 3,9$ ;  $\text{N}_2 = 86,5\%$ . Температура уходящих газов  $200^\circ$ . Температура воздуха  $30^\circ$ .

*Совместное ступенчатое использование тепла природного газа.* Газ сжигают в технологической печи. Продукты сгорания, отводимые из печи, используют по двум схемам.

*Первая схема.* Уходящие газы, отводимые из печи, направляют для использования в паровой котел.

*Вторая схема.* Уходящие газы, отводимые из печи, направляют для использования в паровой котел, а затем уходящие газы, покидающие котел, направляют в контактный водонагреватель для дальнейшего использования физического тепла, а также скрытой теплоты конденсации водяного пара, содержащегося в продуктах горения природного газа.

Подсчитать потери тепла с уходящими газами при раздельном и ступенчатом использовании тепла, а также установить видимый и истинный коэффициент использования топлива при конденсации в водонагревателе 70% пара и температуре уходящих газов  $40^\circ$ .

#### Решение

*Раздельное использование природного газа.* Рассмотрим два случая.

- а) Потери тепла с уходящими газами, отводимыми из печи

$$q_2 = 0,01 (t_2 - t_1) Z = 0,01 (1000 - 30) 5,08 = 49,3\%.$$

Отсюда, коэффициент использования топлива в печи при полноте сгорания природного газа

$$\text{к.и.т.} = 100 - q_2 = 100 - 49,3 = 50,7\%.$$

б) Потери тепла с уходящими газами, отводимыми из котла

$$q_2 = 0,01 (200-30) 4,84 = 8,2\%.$$

Следовательно, коэффициент использования топлива в котле при полноте сгорания газа равен

$$\text{к.и.т.} = 100 - 8,2 = 91,8\%.$$

*Ступенчатое использование природного газа.* Рассмотрим две схемы.

Первая схема. Потери тепла с уходящими газами, отводимыми из печи в котел и покидающими котел с температурой  $200^\circ$ , равны  $8,2\%$ .

Следовательно, суммарный к.п.д. использования природного газа в установке равен  $91,8\%$ . Повышение эффективности использования газа по комплексной схеме в этих условиях обусловлено устранением потерь тепла с уходящими газами, отводимыми из печи с высокой температурой.

Вторая схема. Потери тепла с уходящими газами по отношению к нижней теплоте сгорания топлива равны

$$q_2 = 0,01 (40-30) 4,84 = 0,48 \approx 0,5\%.$$

Для подсчета теплоты конденсации водяного пара, содержащегося в продуктах сгорания природного газа в количестве около  $2 \text{ м}^3$  на каждый  $1 \text{ м}^3$  сжигаемого газа, устанавливаем по табл. 10 отношение высшей теплоты сгорания водорода, входящего в состав углеводородов природного газа, в воду и нижней теплоты сгорания, подсчитываемой с учетом сгорания водорода в водяной пар. Это отношение для природного газа равно  $111\%$ . Следовательно, различие между высшей и нижней теплотой сгорания, соответствующее теплоте конденсации водяного пара, содержащегося в продуктах сгорания природного газа, равно  $11\%$  по отношению к нижней теплоте сгорания газа.

Согласно условию,  $70\%$  водяного пара, содержащегося в продуктах сгорания природного газа, конденсируется в контактном экономайзере. Следовательно, в контактном экономайзере улавливается дополнительно  $11 \cdot 0,7 = 7,7\%$  тепла по отношению к нижней теплоте сгорания сжигаемого газа.

В соответствии с этим кажущийся коэффициент использования тепла природного газа по второй схеме комплексного использования тепла равен

$$\text{к.и.т.} = 100 - q_2 + q_{\text{конд}} = 100 - 0,5 + 7,7 = 107,2\%.$$

Истинный коэффициент использования топлива, подсчитанный на основе не нижней, а высшей теплоты сгорания природного газа, т. е. с учетом теплоты конденсации водяного пара, образующегося при сгорании водорода,

$$\text{к.и.т.} \frac{Q_v}{Q_n} = 107,2 : 1,11 = 96\%.$$

Суммарные потери тепла с уходящими газами по отношению к высшей теплоте сгорания сжигаемого топлива складываются из располагаемого тепла продуктов сгорания  $q$  и потерь тепла, обусловленных остаточным содержанием в продуктах сгорания не полностью сконденсировавшегося в контактном экономайзере водяного пара  $q'$  [170].

Указанные потери тепла при сжигании природного газа можно подсчитать по расчетной табл. 123 и формуле

$$q_z = (t_{y.r} - t_n) Z + q' \%.$$

Подсчет 3. Контактный экономайзер.

Определить потери тепла с уходящими газами и коэффициент использования топлива в котельной установке с контактными экономайзерами по отношению к высшей теплоте сгорания природного газа, если температура уходящих газов  $40^\circ$ , температура воздуха  $30^\circ$ , содержание  $\text{CO}_2$  в продуктах полного сгорания равно  $9,6\%$ .

При температуре продуктов сгорания  $40^\circ$  и содержании  $\text{CO}_2 = 9,6\%$  величина  $Z$  по табл. 123 равна  $0,042$  и  $q' = 4,2$ .

Таблица 123

Значения коэффициента  $Z'$  и  $q$ 

CO <sub>2</sub> +CO+CH <sub>4</sub>	Z'	q'				CO <sub>2</sub> +CO+CH <sub>4</sub>	Z'	q'			
		30°	35°	40°	45°			30°	35°	40°	45°
11,8	0,036	1,9	2,6	3,4	4,5	7,8	0,050	2,9	3,9	5,2	6,9
11,6	0,037	1,9	2,6	3,5	4,6	7,6	0,051	3,0	4,0	5,3	7,1
11,4	0,037	2,0	2,7	3,6	4,7	7,4	0,053	3,1	4,1	5,5	7,3
11,2	0,037	2,0	2,7	3,6	4,8	7,2	0,054	3,1	4,2	5,6	7,5
11,0	0,038	2,1	2,8	3,7	4,9	7,0	0,055	3,2	4,3	5,8	7,7
10,8	0,038	2,1	2,8	3,8	5,0	6,8	0,056	3,3	4,5	6,0	7,9
10,6	0,039	2,1	2,9	3,8	5,1	6,6	0,058	3,4	4,6	6,2	8,2
10,4	0,040	2,2	2,9	3,9	5,2	6,4	0,059	3,5	4,7	6,3	8,4
10,2	0,040	2,2	3,0	4,0	5,3	6,2	0,061	3,7	4,9	6,5	8,7
10,0	0,041	2,3	3,0	4,1	5,4	6,0	0,063	3,8	5,1	6,8	9,0
9,8	0,042	2,3	3,1	4,2	5,5	5,8	0,065	3,9	5,2	7,0	9,3
9,6	0,042	2,4	3,2	4,2	5,6	5,6	0,067	4,1	5,4	7,3	9,6
9,4	0,043	2,4	3,2	4,3	5,7	5,4	0,069	4,2	5,6	7,5	10,0
9,2	0,044	2,5	3,3	4,4	5,9	5,2	0,071	4,4	5,8	7,8	10,4
9,0	0,045	2,5	3,4	4,5	6,0	5,0	0,074	4,5	6,1	8,1	10,8
8,8	0,046	2,6	3,4	4,6	6,1	4,8	0,077	4,7	6,3	8,5	11,3
8,6	0,046	2,6	3,5	4,7	6,3	4,6	0,079	4,9	6,6	8,8	11,7
8,4	0,047	2,7	3,6	4,7	6,4	4,4	0,083	5,1	6,9	9,2	12,3
8,2	0,048	2,8	3,7	5,0	6,6	4,2	0,087	5,4	7,2	9,7	12,8
8,0	0,049	2,8	3,8	5,1	6,7	4,0	0,090	5,7	7,6	10,2	13,5

Примечание. Величина  $Z'$  дана в температурном интервале 0—50 °C продуктов сгорания.

Соответственно

$$q_{\Sigma} = (40 - 30) \cdot 0,042 + 4,2 = 4,6\%;$$

$$\text{к.п.т.} = 100 - 4,6 = 95,4\%.$$

По мнению автора, наступающий период развития техники использования газа характеризуется следующими положениями.

1. Природный газ становится основным видом топлива для ряда важнейших отраслей промышленности.

2. Широкая сеть газопроводов, кольцевание газовых сетей и создание подземных газохранилищ позволяют отказаться во многих районах страны от применения резервного топлива для технологических печей и промышленных котлов.

3. Надежное обеспечение газом позволяет широко внедрить наиболее эффективное оборудование, спроектированное специально для работы на газообразном топливе, и применить прогрессивные методы использования газа, в том числе ступенчатое использование тепла бессернистых продуктов сгорания природного газа.

4. Продукты сгорания, отводимые из высокотемпературных установок, целесообразно использовать в низкотемпературных процессах, устранив расход газа или других энергоносителей, применяемых для отопления этих установок.

5. Суммарный к.п.д. ступенчатых установок можно довести до 95% по отношению к высшей теплоте сгорания природного газа. В этих условиях кажущийся, или видимый, к.п.д., определяемый по стандартной методике по отношению к низшей теплоте сгорания, может превышать 100%.

6. Капиталовложения, необходимые для создания установок ступенчатого использования тепла продуктов сгорания, примерно в 10 раз меньше вложений, необходимых для добычи сэкономленного топлива.

7. Применение ступенчатых методов использования тепла продуктов сгорания позволяет существенно повысить народнохозяйственную эффективность при замене природным газом других видов топлива.

8. Опыт работы ряда промышленных установок подтвердил высокую эффективность методов ступенчатого использования тепла продуктов сгорания.

9. При проектировании новых и реконструкции действующих предприятий следует предусматривать размещение газоиспользующих установок, позволяющее осуществить ступенчатое использование тепла продуктов сгорания природного газа.

10. Целесообразно осуществлять ступенчатое использование тепла на действующих предприятиях при наличии потребителей низкотемпературного тепла вблизи от высокотемпературных установок.

11. Охлажденные до низкой температуры продукты полного сгорания природного газа можно применять в качестве инертных газов в промышленности и в качестве дарового углекислотного удобрения. Этот вопрос рассмотрен в гл. XXXIV.

12. Экономия газа, достигаемую при осуществлении ступенчатых методов использования тепла, можно легко установить на основе упрощенной методики теплотехнических расчетов по снижению температуры уходящих газов.

### Глава XXXIII

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТОПЛИВА ПРИ РАБОТЕ НА ВОЗДУХЕ, ОБОГАЩЕННОМ КИСЛОРОДОМ

Сжигание природного газа и других видов технологического топлива в ряде случаев осуществляют с применением дутья, обогащенного кислородом. При этом среднее содержание кислорода в воздухе, поступающем в печь, иногда бывает трудно установить, так как в печь может поступать наряду с воздухом, обогащенным кислородом, также и атмосферный воздух.

В настоящей главе приводится методика теплотехнических расчетов, которая не требует определения содержания кислорода в дутье. Она основана лишь на анализе продуктов сгорания и замере их температуры. Задача решается с учетом сжигания природного газа, однако эту же методику можно применить и при сжигании других видов топлива [6, 189].

### ПОДСЧЕТ РАСПОЛАГАЕМОГО ТЕПЛА ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ

Располагаемое тепло продуктов сгорания и потери тепла с уходящими газами можно определить по формуле

$$q_2 = \frac{1}{Q_H} \left\{ V_{с.г} [CO_2 \cdot C_{CO_2} + CH_4 \cdot C_{CH_4} + (N_2 + O_2 + CO + H_2) C_{N_2} + H_2O \cdot C_{H_2O}] \right\} t\%,$$

где  $V_{с.г}$  — объем сухих продуктов сгорания, подсчитанный по их составу;  $CO_2$ ,  $CO$ ,  $CH_4$ ,  $H_2$ ,  $O_2$ ,  $N_2$  — состав сухих продуктов сгорания по данным газового анализа, %;

$H_2O$  — объем водяного пара, содержащегося в продуктах сгорания, подсчитываемый по составу сухих продуктов сгорания;

$C_{CO}, C_{CH_4}, C_{N_2}, \dots$  — теплоемкости двуокиси углерода, метана, азота и других двухатомных газов (кислорода, окиси углерода, водорода) и водяного пара,  $ккал/нм^3 \cdot ^\circ C$ ;

$t$  — температура продуктов горения,  $^\circ C$ ;

$Q_H$  — низшая теплота сгорания природного газа,  $ккал/нм^3$ .

Для сухого природного газа с высоким содержанием метана  $V_{c.r} = 100 : (CO_2 + CO + CH_4) нм^3/нм^3$  природного газа;  $H_2O = [2(CO_2 + CO) - H_2] \%$  по отношению к объему сухих продуктов сгорания.

### ПОДСЧЕТ ПОТЕРЬ ТЕПЛА ВСЛЕДСТВИЕ ХИМИЧЕСКОЙ НЕПОЛНОТЫ СГОРАНИЯ

Потери тепла вследствие химической неполноты сгорания можно определить по формуле

$$q_3 = \frac{(30CO + 25H_2 + 85CH_4) h}{P} \%, \quad (XXXIII.1)$$

где  $h$  — коэффициент отклонения объема сухих продуктов сгорания от теоретического:  $h = CO_{2 \max} : (CO_2 + CO + CH_4) \%$ ;

$P$  — количество тепла, выделяемое при полном сгорании газа в теоретических условиях на  $1 м^3$  сухих продуктов горения,  $ккал/нм^3$ .

При обогащении дутья кислородом величины  $h$  в числителе и  $P$  в знаменателе возрастают в одинаковой степени. Поэтому формула справедлива при использовании обогащенного кислородом воздуха без внесения поправки на изменение величины  $CO_{2 \max}$  и  $P$  при обогащении дутья. Значения величины  $CO_{2 \max}$  и  $P$  практически не зависят от колебаний состава и теплоты сгорания определенных видов топлива, например природных или нефтепромысловых попутных газов, и могут быть приняты постоянными.

### ПОДСЧЕТ КОЭФФИЦИЕНТА РАСХОДА ВОЗДУХА $\alpha$

Коэффициент расхода атмосферного воздуха, кислорода и воздуха, обогащенного кислородом, при полноте сгорания можно подсчитать по формуле (V.12), а при неполноте сгорания по формуле (V.14).

При работе на природном газе эти формулы приобретают следующий вид:

$$\alpha = (2CO_2 + O_2) : 2CO_2; \quad (XXXIII.2)$$

$$\alpha = \frac{2CO_2 + O_2 + 1,5CO - 0,5H_2}{2(CO_2 + CO + CH_4)}. \quad (XXXIII.3)$$

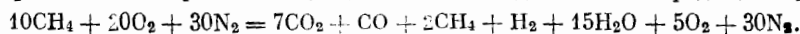
где  $CO_2, O_2, CO, H_2$  и  $CH_4$  — содержание соответствующих компонентов в продуктах сгорания природного газа, % по объему.

Необходимо отметить, что теплотехнические константы продуктов сгорания природных газов различного состава с колеблющейся теплотой сгорания практически остаются постоянными. Жаропроизводительность, теплота сгорания, отнесенная к  $1 нм^3$  сухих продуктов сгорания, отношение объемов влажных и сухих продуктов горения и теплоемкость продуктов сгорания природного газа основных месторождений СССР практически однозначно определяются теплотехническими характеристиками метана. Это в значительной степени облегчает проведение теплотехнических расчетов, основанных не на теплоте сгорания газа а на обобщенных константах продуктов сгорания.

Поясним методику подсчета потерь тепла с уходящими газами и вследствие химической неполноты сгорания и коэффициента расхода обогащенного кислородом воздуха на следующих примерах.

Подсчет 1.

Природный газ сгорает в воздухе, обогащенном до 40% кислородом, по уравнению



Зная содержание кислорода в дутье, по заданному уравнению горения нетрудно установить следующее.

1. Коэффициент расхода обогащенного кислородом воздуха равен единице, так как на один объем метана расходуется два объема кислорода.
2. Располагаемое тепло продуктов сгорания при определенной температуре, например при  $1000^\circ$ , равно 28% по отношению к теплоте сгорания газа.

$$q_2 = \frac{1}{10 \cdot 8500} [7 \cdot 0,53 + 2 \cdot 0,65 + (30 + 5 + 1 + 1)0,34 + \\ + 15 \cdot 0,41] \cdot 1000 \cdot 100 = \frac{2374}{85} = 28\%.$$

где 0,53; 0,65; 0,34; 0,41 — округленные теплоемкости  $\text{CO}_2$ ,  $\text{CH}_4$ , двухатомных газов и  $\text{H}_2\text{O}$ .

3. Потери тепла вследствие химической неполноты сгорания, исходя из объемов  $\text{CH}_4$ ,  $\text{CO}$  и  $\text{H}_2$  и их теплоты сгорания, равны

$$q_3 = \frac{(3000 + 2500 + 2 \cdot 8500) 100}{10 \cdot 8500} = \frac{2250}{85} = 26,5\%.$$

Теперь проведем подсчет в условиях, когда неизвестно уравнение процесса горения природного газа и содержание кислорода в обогащенном воздухе, руководствуясь лишь данными газового анализа продуктов горения.

Состав сухих продуктов сгорания по данным газового анализа следующий:  $\text{CO}_2 = 15,3\%$ ;  $\text{CO} = 2,2\%$ ;  $\text{CH}_4 = 4,3\%$ ;  $\text{H}_2 = 2,2\%$ ;  $\text{O}_2 = 10,8\%$ ;  $\text{N}_2 = 65,2\%$ .

Коэффициент расхода обогащенного кислородом воздуха по формуле (V.14)

$$\alpha = \frac{2 \cdot 15,3 + 10,8 + 1,5 \cdot 2,2 - 0,5 \cdot 2,2}{2(15,3 + 2,2 + 4,3)} = 1,0.$$

Объем сухих продуктов сгорания по формуле (III.38) равен

$$V_{\text{с.г}} = 100 : (15,3 + 2,2 + 4,3) = 4,6 \text{ н.м}^3/\text{н.м}^3 \text{ газа}.$$

Объем водяного пара, содержащегося в продуктах сгорания (в % к объему сухих продуктов сгорания), равен

$$\text{H}_2\text{O} = 2(15,3 + 2,2) - 2,2 = 32,8\%.$$

Располагаемое тепло продуктов сгорания при  $1000^\circ$  по формуле (X.2) равно

$$q_2 = \frac{4,6}{8500} [15,3 \cdot 0,53 + 4,3 \cdot 0,65 + (65,2 + 10,8 + 2,2 + 2,2) \cdot 0,34 + \\ + 32,8 \cdot 0,41] 1000 = 28,0\%.$$

Потери тепла вследствие химической неполноты сгорания по формуле (X.22) составляют

$$q_3 = \frac{4,6(30 \cdot 2,2 + 25 \cdot 2,2 + 85 \cdot 4,3) 100}{8500} = 26,5\%.$$

При подсчете по формуле (X.24) потери тепла вследствие химической неполноты сгорания также равны

$$q_3 = \frac{0,54(30 \cdot 2,2 + 25 \cdot 2,2 + 85 \cdot 4,3) 100}{1000} = 26,5\%.$$

0,54 — коэффициент отклонения объема сухих продуктов сгорания от теоретически рассчитанный по формуле (V.18)

$$= 11,8 : (15,3 + 2,2 + 4,3) = 0,54.$$

Подсчет 2.

Природный газ сгорает в обогащенном до 50% кислорода воздухе по уравнению  
 $3\text{CH}_4 + 3\text{O}_2 + 3\text{N}_2 = \text{CO}_2 + \text{CO} + \text{H}_2 + \text{CH}_4 + 3\text{H}_2\text{O} + 3\text{N}_2$ .

Определяем коэффициент расхода воздуха и потери тепла вследствие химической неполноты сгорания, пользуясь только данными о составе сухих продуктов горения по результатам газового анализа (в %):  $\text{CO}_2 = 14,3$ ;  $\text{CO} = 14,3$ ;  $\text{H}_2 = 14,3$ ;  $\text{CH}_4 = 14,3$ ;  $\text{N}_2 = 42,8$ .

Коэффициент расхода обогащенного воздуха по формуле (V.14)

$$\alpha = \frac{2 \cdot 14,3 + 1,5 \cdot 14,3 - 0,5 \cdot 14,3}{2(14,3 + 14,3 + 14,3)} = 0,5.$$

Коэффициент отклонения объема сухих продуктов сгорания от теоретического определяем по формуле (V.18)

$$h = 11,8 : (14,3 + 14,3 + 14,3) = 0,276.$$

Потери тепла вследствие химической неполноты сгорания подсчитываем по формуле (X.24)

$$q_3 = \frac{0,276(30 \cdot 14,3 + 25 \cdot 14,3 + 85 \cdot 14,3)}{1000} = 55\%.$$

Результат подсчета совпадает с определением потерь тепла на основании заданного уравнения неполного сгорания газа.

#### ПОДСЧЕТ ВЕЛИЧИНЫ $\text{CO}_{2\text{max}}$ И СОДЕРЖАНИЯ КИСЛОРОДА В ОБОГАЩЕННОМ ВОЗДУХЕ ПО СОСТАВУ ПРОДУКТОВ ПОЛНОГО СГОРАНИЯ

Величину  $\text{CO}_{2\text{max}}$  при работе на обогащенном кислородом воздухе и содержание кислорода в обогащенном воздухе с учетом его смешения с атмосферным можно подсчитать, исходя из состава продуктов полного сгорания, по формуле

$$\text{CO}_{2\text{max}} = 100 \text{ CO}_2 : (100 - X\text{O}_2) \%, \quad (\text{XXXIII.4})$$

где  $\text{CO}_{2\text{max}}$  — максимальное содержание  $\text{CO}_2$  в продуктах полного сгорания с учетом обогащения воздуха кислородом, %;

$X$  — соотношение объемов обогащенного воздуха и кислорода с учетом смешения с атмосферным воздухом;

$\text{CO}_2$  и  $\text{O}_2$  — содержание двуокиси углерода и кислорода в продуктах полного сгорания с применением обогащенного воздуха по данным газового анализа, %.

Поскольку в формулу (XXXIII.4) входят два неизвестных  $\text{CO}_{2\text{max}}$  и  $X$ , необходимо располагать двумя анализами продуктов полного сгорания и решить два уравнения с двумя неизвестными.

Подсчет 3.

Результаты анализа продуктов полного сгорания на обогащенном кислородом дутье следующие (в %):

а)  $\text{CO}_2 = 20,0$ ;  $\text{O}_2 = 20,0$ ;  $\text{N}_2 = 60,0$ ; б)  $\text{CO}_2 = 19,2$ ;  $\text{O}_2 = 21,2$ ;  $\text{N}_2 = 59,6$ .

На основании первого анализа продуктов горения

$$\text{CO}_{2\text{max}} = 2000 : (100 - 20X),$$

а на основании второго

$$\text{CO}_{2\text{max}} = 1920 : (100 - 21,2X).$$

Отсюда

$$2000 : (100 - 20X) = 1920 : (100 - 21,2X) \text{ и } 200\,000 - 42\,400X = 192\,000 - 38\,400X.$$



Следовательно,  $X = 8000 : 4000 = 2$ .

Фактическое содержание кислорода в обогащенном воздухе составляет  $100 : X = 100 : 2 = 50\%$

$$\text{CO}_2 \text{ max} = 2000 : (100 - 20X) = 33,3\%;$$

$$\text{CO}_2 \text{ max} = 1920 : (100 - 21,2X) = 33,3\%.$$

Взаимосвязь величин  $X$ ,  $\text{CO}_2 \text{ max}$  и содержания кислорода в воздухе при сжигании природного газа приведена в табл. 124. При отношении объемов воздуха и кислорода, равном 2,0 (как это было в выполненном расчете), содержание кислорода в дутье равно 50% и  $\text{CO}_2 \text{ max} = 33,3 : 3\%$  (выделено в табл. 124).

Таблица 124

Значения величины  $\text{CO}_2 \text{ max}$  природного газа при работе на обогащенном кислородом воздухе

Содержание кислорода в дутье, %	Отношение объемов воздуха и кислорода $X$	$\text{CO}_2 \text{ max}$ , %	Содержание кислорода в дутье, %	Отношение объемов воздуха и кислорода, $X$	$\text{CO}_2 \text{ max}$ , %
21	4,76	11,8	39	2,56	24,2
22	4,55	12,4	40	2,50	25,0
23	4,35	13,0	41	2,44	25,8
24	4,16	13,6	42	2,38	26,6
25	4,00	14,3	43	2,32	27,4
26	3,84	15,0	44	2,27	28,2
27	3,72	15,6	45	2,22	29,0
28	3,58	16,3	46	2,18	29,9
29	3,45	17,0	47	2,13	30,7
30	3,33	17,7	48	2,08	31,6
31	3,22	18,4	49	2,04	32,5
32	3,12	19,1	50	2,00	33,3
33	3,03	19,8	60	1,67	42,8
34	2,94	20,5	70	1,43	54,0
35	2,86	21,2	80	1,25	66,7
36	2,76	22,0	90	1,11	82,0
37	2,70	22,7	100	1,00	100,0
38	2,63	22,5			

## Глава XXXIV

### ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТОПЛИВА ПУТЕМ ПРИМЕНЕНИЯ ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ В КАЧЕСТВЕ ИНЕРТНЫХ И УГЛЕКИСЛОТУСОДЕРЖАЩИХ ГАЗОВ

Эффективность использования топлива можно повысить путем применения в народном хозяйстве чистых продуктов полного сгорания бессернистого и безазотного топлива, в первую очередь природного и сжиженного газов, а также дистиллированного жидкого топлива и дров.

Продукты сгорания можно использовать в качестве углекислоты и в виде инертных газов. Значительный интерес представляет применение продук-

тов сгорания в качестве источника углекислоты для ускорения развития растений и повышения урожая.

Органическая масса растений образуется путем фотосинтеза из  $\text{CO}_2$  и  $\text{H}_2\text{O}$ . Сильно эндотермический процесс фотосинтеза осуществляется за счет использования солнечной энергии в присутствии хлорофилла и других катализаторов.

В атмосферном воздухе содержится около 0,03%  $\text{CO}_2$  по объему, и парциальное давление  $\text{CO}_2$  равно всего лишь 0,0003 *ата*.

Еще в начале текущего столетия возникло стремление интенсифицировать процесс фотосинтеза путем углекислотного или воздушного удобрения, т. е. за счет повышения парциального давления  $\text{CO}_2$  в воздухе примерно на один порядок. Несмотря на то что опыты по углекислотному удобрению дали положительный результат, этот метод долгое время не находил применения. Это было обусловлено, во-первых, дороговизной баллонной пищевой углекислоты, с которой проводились первые опыты, и, во-вторых, представлениями о том, что фотосинтез приспособлен именно к тем естественным условиям, в которых растения существуют в настоящее время.

На основании ряда работ, проведенных в СССР и за рубежом, можно считать целесообразным применение углекислотного удобрения, в особенности для интенсификации тепличного хозяйства, с доведением содержания  $\text{CO}_2$  в воздухе примерно до 0,3%.

Углекислотное удобрение позволяет:

1) резко, примерно на 100%, повысить зеленую массу растений. Это особенно существенно для чая, табака, герани, салата и других культур, при выращивании которых урожай однозначно определяется ходом процесса фотосинтеза;

2) примерно на 50% увеличить число цветов и ускорить развитие растений, что особенно важно для цветочных и декоративных культур;

3) на 20% повысить урожай огурцов и других овощей в теплицах.

Углекислотное удобрение приобретает особенно важное значение в связи с развитием тепличного хозяйства и культуры гидропоники, при которой отсутствует выделение  $\text{CO}_2$  из почвы.

В настоящее время в стране имеется около 1000 *га* теплиц. В ближайшие годы их площадь предполагается довести приблизительно до 3000 *га*. Сооружение 1 *га* теплиц обходится примерно от 0,5 до 1 млн. руб. Следовательно, капиталовложения в тепличные хозяйства составят величину порядка 1 млрд. руб.

Интенсификация работы теплиц на 20% позволяет соответственно снизить себестоимость овощей и увеличить их урожай, или же при сохранении запланированного урожая уменьшить капиталовложения.

Для удешевления овощей путем повышения их урожая методом углекислотного удобрения необходимо располагать дешевым источником углекислоты.

Производство пищевой углекислоты обходится дорого вследствие сложности технологической схемы, согласно которой:

а) в паровых котлах сжигают топливо специально для производства  $\text{CO}_2$ ; генерируемый при этом пар используют для обеспечения теплом углекислотных установок;

б) продукты сгорания очищают от сернистого газа;

в) из очищенных дымовых газов поглощают  $\text{CO}_2$  этаноламинами или другими химикалиями;

г) нагревают поглотительный раствор с целью выделения из него  $\text{CO}_2$ ; для этого расходуют весь пар, производимый в котлах при сжигании топлива;

д) компримируют выделенную углекислоту и перевозят жидкую  $\text{CO}_2$  в баллонах или твердую в виде сухого льда.

Получение 100%-ной  $\text{CO}_2$  из дымовых газов сложными методами с целью обогащения атмосферы теплиц  $\text{CO}_2$  до 0,3% нельзя признать целесообразным.

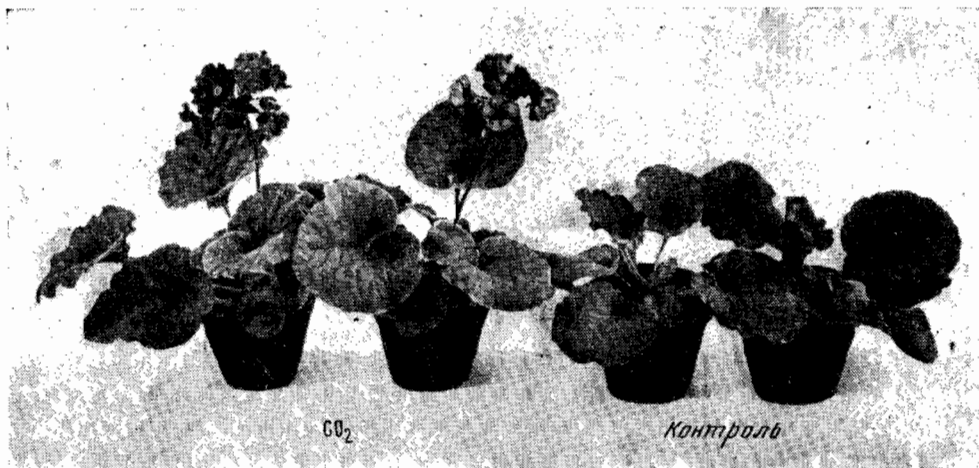


Рис. 34. Примула



Рис. 35. Глоксиния

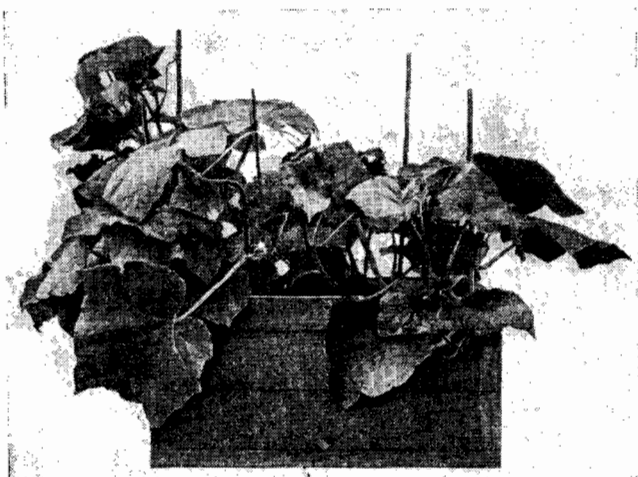


Рис. 36. Огурцы опытные

Углекислотное удобрение желательно осуществлять путем непосредственного использования чистых продуктов сгорания бессернистого топлива. При этом весьма важно обеспечить полноту сгорания и количественное отсутствие в продуктах сгорания  $\text{CO}$ , углеводородов и сажи.

В 1937—1940 гг. Энергетический институт им. Г. М. Кржижановского и Институт физиологии растений им. К. А. Тимирязева Академии наук СССР установили возможность применения в качестве дарового углекислотного удобрения продуктов сгорания бессернистого газообразного топлива, отводимых из термических печей беспламенного горения. Опыты проводились в теплицах с культурами декоративных растений, эфирноносных и овощей [183—187].

На рис. 34, 35 показано воздействие  $\text{CO}_2$ , содержащейся в продуктах сгорания газообразного топлива, на примулу и гloxинию, на рис. 36, 37 — аналогичное воздействие на культуру огурцов. Рис. 38, 39, 40 иллюстрируют воздействие  $\text{CO}_2$ , содержащейся в продуктах сгорания, на цветочные культуры в зимних условиях. Опыты проводились в четырех вариантах: К — контроль;  $\text{CO}_2$  — углекислотное удобрение; Э — электросветокультура;  $\text{CO}_2 + \text{Э}$  — углекислотное удобрение совместно с электросветокультурой. Концентрацию  $\text{CO}_2$  во всех случаях стремились поддерживать на уровне 0,3% по объему.

Академики А. Н. Бах и Б. А. Келлер отмечают полную пригодность чистых продуктов сгорания для углекислотного удобрения.

Была установлена также возможность использования в качестве углекислотного удобрения продуктов сгорания дров, сжигаемых в топках с огнеупорными насадками. Бесспорна возможность использовать в качестве углекислотного удобрения продукты полного сгорания и других видов бессернистого топлива.

Интересно сопоставить потребность в углекислоте для фотосинтеза культурных растений и содержание углекислоты в продуктах сгорания природного газа.

В 1967 г. под овощными культурами было занято 1,4 млн. га и урожай овощей составил 20,5 млн. т.

В процессе фотосинтеза овощными культурами поглощено до 2 млн. т углерода, или около 8 млн. т  $\text{CO}_2$ , что соответствует примерно 4 млрд. м<sup>3</sup>  $\text{CO}_2$ .

Под картофелем в 1967 г. было занято 8,3 млн. га, и валовой сбор его составил 95 млн. т. При этом ассимилировано до 10 млн. т углерода или 40 млн. т  $\text{CO}_2$ , что соответствует 20 млрд. м<sup>3</sup>  $\text{CO}_2$ . Под сахарной свеклой (фабричной) было занято 3,8 млн. га, урожай составил 87 млн. т. Под хлопчатником было занято 2,4 млн. га, урожай хлопка-сырца составил около 6 млн. т. Посевные площади подсолнечника — 4,8 млн. га, урожай — 6,6 млн. т. Посевные площади льна-долгунца — около 1,4 млн. га, а сбор льноволокна — около 0,5 млн. т. Суммарный урожай технических культур в 1967 г. составил около 100 млн. т [1], что соответствует ассимиляции около 10 млн. т углерода и поглощению до 20 млрд. м<sup>3</sup>  $\text{CO}_2$ .

Следовательно, суммарное поглощение  $\text{CO}_2$  всеми техническими культурами, картофелем и овощами составило около 44 млрд. м<sup>3</sup>.

В 1967 г. в стране было добыто около 139 млрд. м<sup>3</sup> природного газа (не считая попутный нефтепромысловый газ). Поскольку при сгорании 1 м<sup>3</sup> природного газа образуется 1 м<sup>3</sup>  $\text{CO}_2$ , в 1967 г. было выпущено в атмосферу 139 млрд. м<sup>3</sup> углекислоты, полученной при сжигании только природного газа, т. е. примерно в три раза больше, чем ассимилировали в процессе фотосинтеза все произрастающие в стране овощные и технические культуры.

Чтобы полностью обеспечить потребность теплиц в углекислоте, достаточно пропустить через них 0,1% продуктов сгорания, образующихся при использовании природного газа в печах и котлах.

Важно отметить, что около 90% теплиц расположено в Москве, Ленинграде, Киеве, Свердловске, Челябинске и некоторых других крупных городах и



Рис. 37. Огурцы контрольные

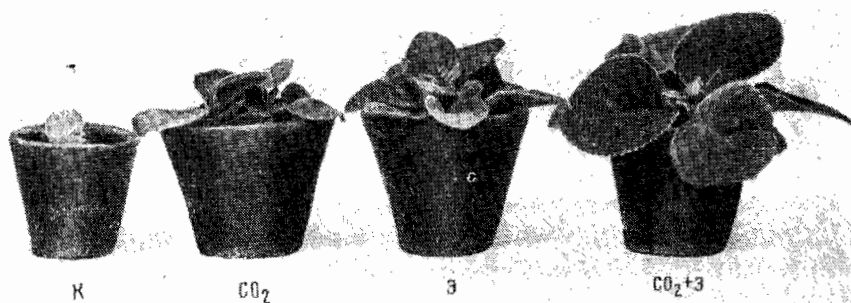


Рис. 38. Глоксиния

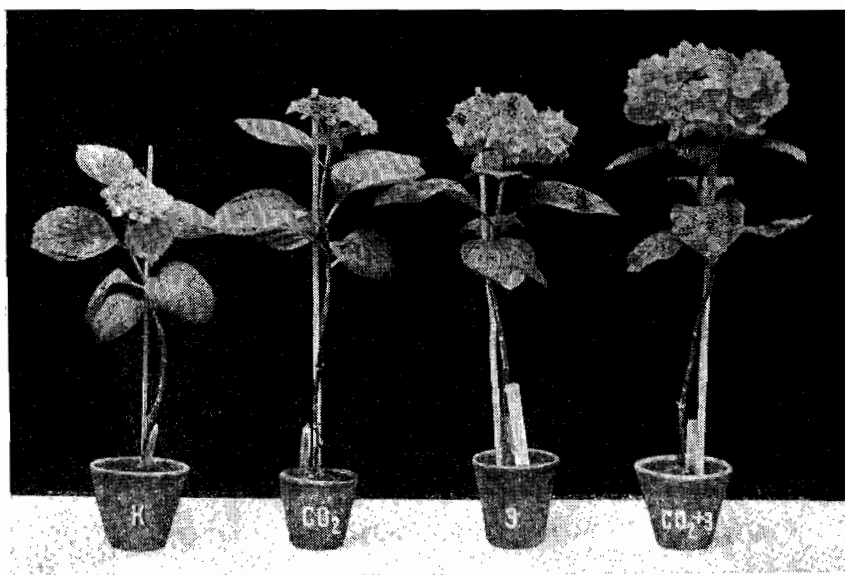


Рис. 39. Гортензия



Рис. 40. Левкои

промышленных районах, использующих бессернистый природный газ. Поэтому наиболее простой и дешевый метод углекислотного удобрения сводится к сжиганию природного газа с целью отопления теплиц с направлением части образующихся продуктов сгорания для использования в качестве углекислотного удобрения. В этом случае эксплуатационные расходы сводятся лишь к подаче продуктов сгорания в теплицы и контролю процесса. Необходимо отметить важность применения для подобных установок способов сжигания топлива, обеспечивающих идеальную полноту сгорания, в частности, проверенных на практике методов беспламенного горения.

В тех случаях, когда тепличные хозяйства удалены от магистральных газопроводов, для углекислотного удобрения можно использовать установки, работающие на других видах бессернистого топлива: сжиженных газах, бензине, керосине, дровах и др.

Значительный интерес представляет проверка эффективности использования углекислотного удобрения в открытом грунте, в первую очередь при выращивании чая, табака, салата, герани и роз.

Чистые продукты сгорания бессернистого топлива можно использовать также для хранения в течение длительного срока яблок и других пищевых продуктов в атмосфере, содержащей оптимальный для них процент  $\text{CO}_2$ .

Продукты полного сгорания с минимальным избытком воздуха можно применять также в качестве даровых инертных газов для продувки взрывоопасной аппаратуры, газгольдеров и газовых коммуникаций и для изоляции огнеопасных материалов от контакта с воздухом.

## Заключение

---

1. Для обеспечения страны горючим в топливную промышленность вкладываются крупные средства, превышающие капиталовложения во все отрасли машиностроения и металлообработки или суммарные вложения в черную металлургию, химическую и нефтехимическую промышленность.
2. Топливо, добываемое с огромной затратой труда и материальных ресурсов и иногда транспортируемое на расстояние, измеряемое тысячами километров, часто используется с недостаточно высокой эффективностью. Средние потери тепла в топливоиспользующих установках в два раза превышают полезно используемое тепло. В некоторых технологических процессах потери тепла достигают 80 и даже 90%. Нагревательные, кузнечные и термические печи, часто работающие с к.п.д., равным 10—20%, превращаются в своеобразных «истребителей топлива».
3. Для удовлетворения потребности страны в горючем без излишних затрат необходимо систематически работать над повышением к.п.д. использования топлива. Повышение эффективности применения горючего имеет не меньшее народнохозяйственное значение, чем открытие и освоение новых крупных месторождений топлива.
4. Для устранения перерасхода топлива необходимо осуществлять систематический контроль эффективности его использования с целью устранения потерь тепла, вызванных неполнотой сгорания, высокой температурой уходящих газов, чрезмерным избытком воздуха и другими причинами.

Однако систематический контроль эффективности использования топлива осуществляется далеко не всегда, в особенности на небольших предприятиях; одной из причин недостаточного контроля является неоправданная сложность применяемых методов.

5. Проведение большого числа замеров и определений затрудняет осуществление систематического контроля и вызывает необходимость привлечения для теплотехнических испытаний специализированных наладочных организаций.

В этих условиях испытания топливоиспользующих установок обходятся дорого и проводятся недостаточно часто.

6. Отсутствие систематического контроля эффективности использования топлива затрудняет наладку процесса горения, разработку научно обоснованных норм расхода топлива и реализацию постановления Совета Министров СССР от 28 ноября 1964 г. «Об экономном расходовании в народном хозяйстве электрической и тепловой энергии и топлива».
7. Для устранения потерь тепла и повышения эффективности использования топлива весьма важно применять простые методы контроля, позволяющие устанавливать основные потери тепла по весьма простой методике.
8. Подсчет основных потерь тепла с уходящими газами часто производят на основе замеров состава продуктов сгорания и их температуры, отбора средней пробы топлива, анализа топлива и установления его теплоты сгорания и подсчета объема продуктов сгорания и их теплоемкости.

Потери тепла с уходящими газами  $q_2$  можно значительно проще установить на основе состава и температуры уходящих газов по формуле  $q_2 = 0,01 (t_{y.g} - t_a) Z \%$ .

Значения величины  $Z$ , подсчитанные на основе жаропроизводительности топлива, даны в расчетных таблицах, составленных для различных видов топлива и приведенных в главах, посвященных соответствующим видам твердого, жидкого и газообразного топлива.

Подсчет занимает около одной минуты и при наличии приборов, фиксирующих состав и температуру продуктов сгорания, может легко выполняться, персоналом, обслуживающим топливоиспользующие установки.

9. Потери тепла вследствие химической неполноты горения также можно подсчитать, располагая данными лишь о составе продуктов сгорания по формуле

$$q_3 = \frac{A \text{ CO} + B \text{ H}_2 + C \text{ CH}_4}{\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4} \%$$

Значения коэффициентов  $A$ ,  $B$  и  $C$  для различных видов топлива приведены в гл. XI—XXV, например для природного газа  $A = 35$ ,  $B = 30$ ,  $C = 100$  (гл. XXIV, формула (XXIV.5)).

10. При сжигании газообразного и жидкого топлива, доля которых в топливном балансе составляет около 60%, на основе определения потерь тепла с уходящими газами и вследствие химической неполноты сгорания можно определить для ряда установок коэффициент использования топлива, а для паровых и водогрейных котлов — коэффициент полезного действия.
11. Разработанная методика позволяет просто осуществлять теплотехнические расчеты также в случаях: совместного сжигания двух видов топлива; обогащения дутья кислородом; выделения из нагреваемого материала  $\text{CO}_2$  и  $\text{H}_2\text{O}$ ; охлаждения продуктов сгорания ниже точки росы с использованием скрытой теплоты конденсации водяного пара и др.
12. Коренная перестройка топливного баланса в результате широкого применения газообразного и жидкого топлива позволяет осуществить ряд методов повышения эффективности использования топлива с минимальными капиталовложениями.
13. На базе использования тепла уходящих газов бессернистого топлива и тепла охлаждающей воды двигателей можно осуществить в большом масштабе «малую теплофикацию» с резким повышением к.п.д. установок, работающих по схеме комплексного (ступенчатого) использования тепла, по сравнению с к.п.д. отдельных, не связанных между собой установок. Средства, привлекаемые для создания комплексных установок, окупаются в короткий срок, иногда менее чем за один год.
14. При комплексном (ступенчатом) использовании тепла продуктов сгорания бессернистого топлива в промышленных печах и сушилках или других низкотемпературных установках достигается к.п.д., значительно превышающий к.п.д. электропечей в пересчете на топливо, используемое для производства электроэнергии.

Вместе с тем капиталовложения, необходимые для создания газовых или мазутных печей и сушил, в несколько раз меньше капиталовложений, требуемых для сооружения электропечей и станций, обеспечивающих питание печей электроэнергией.

15. Чистые продукты сгорания природного газа и других видов бессернистого топлива после использования физического тепла можно применять в качестве источника инертных и углекислотосодержащих газов.

Использование  $\text{CO}_2$ , содержащейся в продуктах сгорания в качестве углекислотного удобрения, позволяет интенсифицировать процесс фотосинтеза, в результате которого происходит образование зеленой массы растений.



# Литература

1. Народное хозяйство СССР в 1967 г. Статистический ежегодник, изд-во «Статистика», 1968; Народное хозяйство СССР в 1969 г. Статистический ежегодник, изд-во «Статистика», 1970.
2. «Правда», 25 января 1970.
3. Развитие топливной базы районов СССР. Изд-во «Недра», 1968.
4. Энергетические ресурсы СССР. Топливо-энергетические ресурсы. Изд-во «Наука», 1968.
5. А. К. Кортюнов. Газовая промышленность СССР. Изд-во «Недра», 1967.
6. М. Б. Равич. Упрощенная методика теплотехнических расчетов. Изд. 5-е. Изд-во «Наука», 1966.
7. Энциклопедический словарь Гранат, изд. 7, т. 36, часть IV.
8. План электрификации РСФСР. Доклад Восьмому Съезду Советов Государственной комиссии по электрификации России. Госполитиздат, 1955.
9. В. И. Ленин. На борьбу с топливным кризисом. Полн. собр. соч., т. 39.
10. Ю. И. Боксерман. Некоторые итоги развития газовой промышленности СССР за 1959—1965 гг. Центральная науч.-техн. информация Министерства газовой промышленности, 1965.
11. Материалы XXIII съезда КПСС. Госполитиздат, 1966.
12. Д. И. Менделеев. Основы фабрично-заводской промышленности. С.-Петербург, 1897. Сочинения, т. XI. Изд-во АН СССР, 1949.
13. Ю. А. Жемчужников. Общая геология каустоболитов. ОНТИ, 1935.
14. И. М. Губкин. Учение о нефти. Изд. 2. ОНТИ, 1937.
15. Д. И. Менделеев. Будущая сила, покоящаяся на берегах Донца, 1888. Сочинения, т. XI. Изд-во АН СССР, 1949.
16. В. С. Крым. Химия твердого топлива. Харьков—Киев. Гос. науч.-техн. изд-во Украины, 1934.
17. W. Francis. Fuels and Fuel Technology. Oxford—London, 1965.
18. Я. К. Сыркин, М. Е. Дяткина. Химическая связь и строение молекул. Госхимиздат, 1946.
19. Л. Паулинг. Природа химической связи. Госхимиздат, 1947.
20. М. Х. Карапетянц. Химическая термодинамика. Госхимиздат, 1953.
21. Schuster. Laboratoriumsbuch für Untersuchungen fester, flüssiger und gasförmiger Brennstoffe und ihre Auswertung, Bd. I. Feste und flüssige Stoffe. Halle, 1957.
22. Д. И. Менделеев. Журнал Русского физико-химического общества, 1897, т. XXIX, вып. 2, часть химич., отд. I, стр. 144. Сочинения, т. XV. Изд-во АН СССР, 1949.
23. H. Strache, R. Lant. Kohlenchemie. Leipzig, 1924.
24. K. d'Huart. Zur Entwicklung der Heizwertbestimmung fester Brennstoffe.— Wärme, 1930, N 17, 313—317.
25. R. Michel. Berechnung der Verbrennungswärme festen und flüssigen Brennstoffen nach den Wärmewerten ihrer Einzelbestandteile.— Feuerungstechnik, 1938, Bd. 26, N 9, 273—278.
26. W. Gumz. Eine neue Heizwertformel für feste Brennstoffe.— Feuerungstechnik, 1938, N 10, 322.
27. W. Boie. Beiträge zum feuertechnischen Rechnen.— Energietechnik, 1953, N 7, 309—316; N 8, 352—362; N 9, 403—409.
28. W. Steuer. Allgemeine Formel zur Berechnung des Heizwertes von festen und flüssigen Brennstoffen aus der Elementäranalyse.— Brennstoff-Chemie, 1926, N 22, 344—347.
29. R. Vondráček. Über die Berechnung des Heizwertes von Brennstoffen aus ihrer chemischen Zusammensetzung.— Brennstoff-Chemie, 1927, N 8, 22—23.
30. F. Schuster. Die Berechnung des Heizwertes fester Brennstoffe. Glückauf, 1931, N 6, 232—235.
31. E. Grumell, J. Davies. A new method of calculating the Calorific value of a fuel from its ultimate analysis.— Fuel, 1933, 199—203.
32. L. Sumegi. Eine neue Formel zur Berechnung des Heizwertes von Kohlen aus der Ergebnissen der Elementäranalyse.— Gas- und Wasserfach, 1940, N 30, 357.
33. M. Gutai. Sur le pouvoir calorifique de la houille.— C. r. Acad. sci., 1902, N 9, 477—479.
34. Н. Чижевский, М. Верховцев. К вопросу об определении теплотворной способности каменных углей с большим количеством летучих веществ по

- техническому анализу. Ж. русск. металлургич. об-ва, 1927, № 1, 93—101.
35. М. М. Попов. Термометрия и калориметрия. Госхимиздат, 1934.
  36. М. Б. Равич. Методы подсчета коэффициента избытка кислорода при сжигании топлива в атмосфере кислорода и кислородоазотных смесей. Изв. АН СССР, ОТН, 1956, № 11, 141—143.
  37. М. Б. Равич. Максимальное содержание водяного пара в продуктах сгорания газообразного топлива. Газовое дело, 1964, № 12, 42—43.
  38. М. П. Вукалович, В. А. Кириллин, С. А. Ремизов, В. С. Силецкий, В. Н. Тимофеев. Термодинамические свойства газов. Машигиз, 1953.
  39. Тепловой расчет котельных агрегатов. (Нормативный метод). Госэнергоиздат, 1957.
  40. Д. И. Менделеев. Горючие материалы, 1893. Сочинения, т. XI. Изд-во АН СССР, 1949, 224.
  41. Г. Ф. Кнорре. Тепловые расчеты по газовому анализу. Энергоиздат, 1947.
  42. Г. Ф. Кнорре. Топочные процессы. Энергоиздат, 1959.
  43. Н. И. Белоконов. Характеристики горючей массы топлива. Сб. «Вопросы транспортной энергетики». Труды ЦНИИ МПС, 1957, № 135.
  44. С. Я. Корницкий. Приведенные характеристики котельных топлив и их влияние на распределение и размеры поверхностей нагрева котельных агрегатов. Изв. АН СССР, ОТН, 1939, № 1, 39—63.
  45. А. М. Гурвич. О расчете продуктов полного сгорания. Изв. АН СССР, ОТН, 1945, № 9, 917—926.
  46. Физико-химические свойства индивидуальных углеводородов. Гостоптехиздат, 1953.
  47. Н. С. Курнаков. О вычислении температур горения. Горный журнал, 1892, т. 4, № 11, 291—316.
  48. Я. В. Зельдович, А. И. Полярный. Расчеты тепловых процессов при высокой температуре. М., Изд-во Бюро новой техники. Мин-во авиац. пром-сти, 1947.
  49. С. А. Ашуров. Методика определения температуры горения природного и сжиженного газов. Газовая промышленность, 1968, № 11, 32—34.
  50. Я. Л. Леккер. Теплотехнические расчеты по приведенным характеристикам топлива. Изд-во «Энергия», 1966.
  51. М. Б. Равич. Методика подсчета потерь тепла вследствие химической неполноты горения. Докл. АН СССР, 1953, т. 88, № 2, 261—264.
  52. М. Б. Равич. Простой метод определения эффективности использования топлива. Вест. АН СССР, 1957, № 4, 85—87.
  53. М. Б. Равич. Экспресс-метод определения эффективности использования топлива. Комитет по участию СССР в международных энергетических объединениях. Доклад на Пятой мировой энергетической конференции в Вене, 1956 г. Энергоиздат, 1956.
  54. М. В. Ravich. Rapid method for determining the combustion efficiency of fuels.— 5th World power conference 1956.
  55. В. Б. Раковский. Общая химическая технология торфа. Госэнергоиздат, 1949.
  56. Нормы теплового расчета котельного агрегата. Госэнергоиздат, 1952.
  57. Н. В. Мельников. Минеральное топливо. Изд-во «Недра», 1966.
  58. Д. И. Менделеев. Уральская железная промышленность в 1899 г. Сочинения, т. XII. Изд-во АН СССР, 1949.
  59. Brame, King. Fuel Solid, Liquid and Gaseous. 5th ed. London, 1955.
  60. Т. А. Кузаренко. Изменение структуры и свойств гуминовых кислот в углеобразовательном процессе. Сб. «Генезис твердых горючих ископаемых». Изд-во АН СССР, 1955.
  61. К. К. Лебедев. О роли минеральных компонентов в формировании торфяных отложений. Сб. «Генезис твердых горючих ископаемых». Изд-во АН СССР, 1955.
  62. В. Р. Вильямс. Топливо, смазочные материалы и вода. Сельхозгиз, 1938.
  63. Н. Г. Ожнов. Топливо и его сжигание. Металлургиздат, 1934.
  64. 40 лет торфяной промышленности СССР. Госэнергоиздат, 1957.
  65. А. И. Чайков, В. И. Петрович. О качестве торфяной продукции. Торфяная промышленность, 1966, № 8, 19—22.
  66. А. П. Кочережко. О некоторых особенностях горения твердых натуральных топлив. Сб. «Физика горения». Киев, Изд-во «Наукова думка», 1966, 30—36.
  67. Н. И. Пьявченко. Торфяники русской лесостепи. Изд-во АН СССР, 1958.
  68. В. И. Ленин. Отчет ВЦИК и СНК на IX Всероссийском съезде Советов. Полн. собр. соч., т. 44.
  69. Страна Советов за 50 лет. Изд-во «Статистика», 1967.
  70. А. М. Матвеев, А. С. Оленин. Основные тенденции в размещении торфяной промышленности и освоении торфяных ресурсов. Торфяная промышленность, 1966, № 6, 3—9.
  71. В. С. Веселовский. Химическая природа горючих ископаемых. Изд-во АН СССР, 1955.
  72. Т. А. Кузаренко. Химия и генезис ископаемых углей. Госгортехиздат, 1960.
  73. Ю. А. Жемчужников и А. И. Гинзбург. Основы петрологии углей. Изд-во АН СССР, 1960.
  74. Н. М. Каравая и И. А. Визман. Лигниты и первичные стадии углеобразования. Сб. «Генезис твердых горючих ископаемых». Изд-во АН СССР, 1959.
  75. М. Б. Равич. Топливо — хлеб промышленности. Изд-во АН СССР, 1961.

76. А. А. Ганеев. Твердые горючие ископаемые (каустобиолиты). Госгеолиздат, 1949.
77. Запасы углей и горючих сланцев СССР. Госгеолтехиздат, 1958.
78. И. И. Молчанов и В. Е. Некипелов. Ресурсы углей СССР. Химия твердого топлива, 1967, № 5, 7—17.
79. Н. В. Мельников. Топливо-энергетический баланс СССР и задачи науки. Вест. АН СССР, 1963, № 9.
80. Перспективы открытой добычи угля в СССР. Углетехиздат, 1958.
81. Т. А. Зикеев. Характеристика качества углей и горючих сланцев. Энциклопедический справочник, т. II. «Горное дело». Госгортехиздат, 1960.
82. Я. А. Мазовер. Топливо-энергетические базы востока СССР (Сибирь и Средняя Азия). Изд-во «Наука», 1966.
83. В. К. Соляков. Совещание по энергетическому использованию углей Канско-Ачинского бассейна. Теплоэнергетика, 1965, № 10, 93—94.
84. Материалы Научно-технического совещания по сжиганию канско-ачинских углей. Красноярск, 1967.
85. Б. И. Заозерская. Поиски каменного угля при Петре Первом. Изв. Всес. геогр. об-ва, 1943, т. 75, вып. 2.
86. П. И. Каплан. Из истории угольной промышленности. Уголь, 1948, № 8.
87. Д. И. Менделеев. О мерах для развития донецкой каменноугольной промышленности, 1888. Сочинения, т. XI. Изд-во АН СССР, 1949.
88. Победа горячковых Кузбасса. «Правда», 20 декабря 1967 г.; «Известия», 27 мая 1967 г.
89. В. Б. Порфирьев. Метаморфизм ископаемых углей. Львов, Изд-во Львовск. ун-та, 1948.
90. А. А. Иностранцев. Новый крайний член в ряду аморфного углерода (шунгит). Горный журнал, 1879, 314—342.
91. В. Д. Горошко и др. О некоторых особенностях шунгита. Химия твердого топлива, 1967, № 6.
92. А. Я. Аарпа. Об образовании горючих сланцев эстонского месторождения. Сб. «Генезис твердых горючих ископаемых». Изд-во АН СССР, 1959.
93. М. Б. Равич. Подсчет теплоты сгорания природных и нефтепромысловых газов. Газовая промышленность, 1970, № 12.
94. Добыча сланца открытым способом. Центральное бюро технической информации ЭССР, 1967.
95. Обогащение и брикетирование углей. Энциклопедический справочник, «Горное дело», т. II, Госгортехиздат, 1960.
96. В. П. Линчевский. Топливо и его сжигание. Изд. 3. Металлургиздат, 1959.
97. М. Б. Равич. Беспламенное горение. Вестник АН СССР, 1950, № 2, 35—47.
98. М. Б. Равич. Беспламенное поверхностное горение. Изд-во АН СССР, 1949.
99. А. А. Агроскин. Химия и технология угля. Госгортехиздат, 1961.
100. Д. И. Менделеев. Нефть, 1897. Сочинения, т. X. Изд-во АН СССР, 1949.
101. Д. И. Менделеев. Нефтяная промышленность, 1893. Сочинения, т. X. Изд-во АН СССР, 1949.
102. Д. И. Менделеев. Бакинское нефтяное дело в 1886 году. Сочинения, т. X. Изд-во АН СССР, 1949.
103. Д. И. Менделеев. Вопросы нефтяной промышленности. 1886. Сочинения, т. X. Изд-во АН СССР.
104. Д. И. Менделеев. Нефтяная промышленность в Северо-Американском штате Пенсильвания и на Кавказе. 1877. Сочинения, т. X. Изд-во АН СССР, 1949.
105. В. Даль. Толковый словарь живого великорусского языка, 1881.
106. В. М. Муравьев. Эксплуатация нефтяных скважин. Гостоптехиздат, 1956.
107. Д. И. Менделеев. О налоге на нефть, 1886. Сочинения, т. X. Изд-во АН СССР, 1949.
108. Д. И. Менделеев. К вопросу о нефтепроводе и керосинопроводе, 1877. Сочинения, т. X. Изд-во АН СССР, 1949.
109. Л. К. Рамзин. Энергетические ресурсы СССР. М., изд. Теплотехнического ин-та, 1925.
110. Джордж Томсон. Предвидимое будущее. Изд-во иностр. лит., 1958.
111. В. И. Ленин. Развитие капитализма в России. Полн. собр. соч., т. 3.
112. В. И. Ленин. О нефтяном голоде. Полн. собр. соч., т. 23.
113. Нефтяная промышленность СССР. Гостоптехиздат, 1958.
114. В. Д. Шагин. Нефтяники в юбилейном году. Газовое дело, 1967, № 1.
115. М. М. Бреннер. Проблема ресурсов в перспективе развития нефтяной и газовой промышленности СССР. Нефтяное хозяйство, 1967, № 11, 14—20.
116. А. Д. Бренц. Развитие газовой промышленности и повышение производительности общественного труда. Газовая промышленность, 1967, № 10.
117. Л. Г. Гурвич. Научные основы переработки нефти, изд. 3. Гостоптехиздат, 1940.
118. С. С. Наметкин. Химия нефти. Изд-во АН СССР, 1955.
119. С. Р. Сергиенко. Высокомолекулярные соединения нефти. Изд. 2. Изд-во «Химия», 1964.
120. Н. И. Черножуков, С. Э. Крейн, Б. В. Лосиков. Химия минеральных масел. Изд. 2. Гостоптехиздат, 1959.
121. З. И. Геллер. Мазут как топливо. Изд-во «Недра», 1965.
122. Д. И. Менделеев. Где строить нефтяные заводы, 1881. Сочинения, т. X. Изд-во АН СССР, 1949.
123. А. А. Бесчинский, Д. Б. Вольфберг. Мировые энергетические ресурсы и их использование на благо человечества. Изв. АН СССР, Энергетика и транспорт, 1968, № 6, 3—18.

124. *M. A. Carrigy*. The physical and chemical nature of a Typical tar sand: Bulk Properties and Behaviour.— Proc. 7-th World Petrol Congr, 1967, Mexico, v. 3. Barking, 1967.
125. *P. H. Phizackerley, L. O. Scott*. Mayor Tar Sand Deposits of the World. Proc. 7-th World Petrol. Congr., 1967, Mexico, v. 3. Barking, 1967.
126. *F. P. Sullivan*. Oil from Canadian Tar Sands begins its Flow to Market.— Power, 1967, v. 12, 77, 80.
127. Нефтепродукты, свойства, качество, применение. Справочник. Изд-во «Химия», 1966.
128. *Н. И. Черножуков*. Технология переработки нефти и газа. Часть третья. Очистка нефтепродуктов и специальных продуктов. Изд. 4. Изд-во «Химия», 1966.
129. *Н. В. Петровский*. Теплотехнические испытания двигателей внутреннего сгорания. Изд-во «Морской транспорт», 1956.
130. *W. Gutzrie*. Petroleum products handbook. N. Y.— Toronto — London, 1960.
131. Oll-Gasfeuerung. Taschenbuch 1968. Stuttgart, 1968.
132. *А. И. Карабин*. Сжигание жидкого топлива в промышленных установках. Metallurgizdat, 1957.
133. *Л. А. Гвоздецкий, А. Д. Горбаненко*. Мероприятия по использованию низкосортных мазутов на электростанциях. Сб. «Экономия топлива на электростанциях и в энергосистемах». Изд-во «Энергия», 1967.
134. *Л. Е. Вайзель, Ю. Г. Широков*. Сжигание сернистого мазута с малыми избытками воздуха. Промышленная энергетика, 1965, № 11, 25—27.
135. *М. Б. Равич*. Поверхностное горение и использование продуктов сгорания. Изд-во АН СССР, 1942.
136. *М. Б. Равич*. Поверхностное горение. Изд-во АН СССР, 1946.
137. ОРГТРАС. Методика испытаний котельных установок. Изд-во «Энергия», 1964.
138. *В. В. Карпов, Л. М. Цирюльников*. О точности определения химической неполноты горения мазута. Теплоэнергетика, 1967, № 8, 25—32.
139. *Е. Я. Юдин*. Газовая промышленность в юбилейном году. Газовое дело, 1967, № 11, 9—13.
140. *S. Wengierow*. Kluszwowe zagadnienia postepu techniki w gazownictwie. Gospod. paliw i energy, 1967, N 8; J — 5.
141. *А. К. Кортюнов*. Газовая промышленность на новом этапе. Газовая промышленность, 1966, № 1, 1—4.
142. *Уринсон Г. С.* Экономический анализ развития газодобывающей промышленности СССР. Газовое дело, 1967, № 11, 46—53.
143. Ministry of power statistical digest. London, 1967.
144. *Г. Акбаров*.  $I-t$  диаграмма для расчета процесса горения природного бухарского газа в печах безокислительного нагрева. Газовое дело, № 3, 1964.
145. *А. А. Авдеева*. Балансовые испытания котла при работе на газообразном топливе переменного состава. Наладочные и экспериментальные работы ОРГТРАС. Вып. 13. Энергоиздат, 1956.
146. *Г. М. Поляков*. Об определении эффективности сжигания газа по упрощенной методике. Электрические станции, 1960, № 9, 73—75.
147. *Г. М. Поляков, В. И. Кулачков*. Повышение производительности стационарных котлов, переводимых с допечного угля АШ на природный газ. Газовое дело, 1962, № 9, 27—35.
148. Методика испытаний котельных установок. Изд-во «Энергия», 1965.
149. *А. А. Авдеева*. Методы и контроль сжигания газа на электростанциях. Изд-во «Энергия», 1965.
150. *Л. И. Друскин*. Сжигание газа в промышленных печах и котлах. Гостехиздат, 1962.
151. *Ю. М. Белодворский*. Газоснабжение предприятий. Изд-во «Литература по строительству», 1964.
152. *А. К. Манушин*. Испытание котельных установок, работающих на газообразном топливе. Изд-во «Литература по строительству», 1964.
153. *С. Б. Гатеев*. Теплотехнические испытания котельных установок (промышленных предприятий). Изд. 2. Госэнергоиздат, 1959.
154. Методические указания по учету особенностей сжигания газа при расчете норм расхода. ЦНТИ Мин-ва газовой промышленности, 1966.
155. *М. А. Поляцкий, Б. Д. Кацнельсон, А. А. Шатиль*. Упрощенная методика теплотехнических расчетов. Электрические станции, 1965, № 1.
156. *Е. Б. Стоялнер, Р. И. Эстеркин*. Наладка и эксплуатация систем газоснабжения котельных установок. Изд-во «Недра», 1964.
157. *М. М. Эфрос*. Нагревательные и термические печи на газовом топливе. Изд-во «Металлургия», 1965.
158. *И. И. Цабут*. Применение упрощенной методики в теплотехнических расчетах в малой энергетике. Газовая промышленность, 1964, № 8, 15—18.
159. *В. Р. Теренкаль*. Наладка и исследовательские работы топки котла ТП-70 при сжигании природного газа Шебелинского месторождения. Сб. «Теория и практика сжигания газа на электрических станциях и в промышленных котельных». Гостехиздат, 1959, 122—135.
160. *Р. А. Кулиев*. Применение методики М. Б. Равича для составления теплового баланса котельного агрегата при сжигании смеси мазута и природного газа. Электрические станции, 1957, № 9, 94—95.

161. А. А. Шатиль. К расчету коэффициента избытка воздуха и химического недожога при сжигании природного газа. Энергомашиностроение, 1962, № 9, 16—19.
162. С. А. Тагер. Рецензия на книгу М. Б. Равича «Упрощенная методика теплотехнических расчетов». Электрические станции, 1959, № 12, 85—86.
163. Л. А. Травова. Теплотехнические характеристики нефтепромысловых газов. Газовое дело, 1963, № 12, 36—38.
164. L. Langfield, J. Wilson, C. Sanderson. Propane as Enrichment to Increase Calorific Value and Meet Peak Demands.— J. Instn. Gas Engrs., 1967, N 6, 430—445.
165. М. Б. Равич. Теплотехнические характеристики сжиженных газов. Газовое дело, 1963, № 11, 48—50.
166. Газификация твердого топлива. Гостоптехиздат, 1957.
167. Н. В. Мельников. Вопросы развития топливной промышленности. Плановое хозяйство, 1969, № 1, 11—20.
168. Н. А. Быховер. Экономика минерального сырья. Топливо — энергетическое сырье, руды черных и легирующих металлов. Изд-во «Недра», 1967.
169. В. А. Спейшер. Сжигание газа на электростанциях и в промышленности. Изд. 2. Изд-во «Энергия», 1967.
170. Б. В. Шанин. Упрощенный метод подсчета эффективности использования природного газа в ступенчатых установках. Газовое дело, 1965, № 5, 29—32.
171. М. Б. Равич. Ступенчатое использование тепла природного газа в промышленности. Газовая промышленность, 1966, № 3, 37—40.
172. Б. В. Шанин. Эффективность использования природного газа на предприятиях г. Горького. Газовая промышленность, 1966, № 3, 41—43.
173. Л. И. Друскин, Н. Ф. Иванов. Использование газообразного топлива в текстильной промышленности г. Москвы. Газовая промышленность, 1966, № 3, 44—46.
174. М. Б. Равич. Народнохозяйственная эффективность повышения к.п.д. установок, работающих на природном газе. Газовая промышленность, 1967, № 1, 36—40.
175. А. И. Бережинский, В. С. Шкляр. Энерготехнологическое использование газа при скоростном нагреве металла. Промышленная энергетика, 1964, № 3, 9—11.
176. В. Н. Григорьев. Ступенчатое использование тепла природного газа в металлообрабатывающей промышленности. Газовая промышленность, 1967, № 11, 36—42.
177. В. И. Гольцман. Ступенчатое использование тепла ваграночных газов и некоторые вопросы экономии топлива. Газовая промышленность, 1968, № 3, 34—35.
178. С. П. Сладков, В. И. Чеботарев. Использование тепла уходящих газов в газоздушных агрегатах для отопительно-вентиляционных целей. Газовая промышленность, 1966, № 3, 46—49.
179. Ю. А. Миронова. Комплексное использование природного газа для отопления и автономного энергоснабжения. Газовая промышленность, 1968, № 4, 38—41.
180. St. Albans Joins All-Gas-Energy Club.— Industr. Gas (USA), 1968, № 6, 14B—14D.
181. Дискуссия о беспламенных водогрейных котлах Энергетического института АН СССР. Изв. АН СССР, ОТН, 1949, № 8.
182. И. З. Аронов. Контактные газовые экономайзеры. Киев, изд-во «Техника», 1964.
183. М. Б. Равич. Об использовании продуктов каталитического сгорания. Изв. Энергетич. ин-та АН СССР, 1937, т. 5, 113—125.
184. М. Б. Равич. Использование продуктов каталитического горения. Изв. АН СССР, ОТН, 1938, № 1, 83—98.
185. М. Б. Равич, Н. П. Красинский, А. П. Сарычева. Об использовании продуктов каталитического горения в качестве углекислотного удобрения. Изв. Энергетич. ин-та АН СССР, 1938, т. 6, 37—51.
186. В. М. Катунский. Об изменениях фотосинтетической деятельности растений в процессе их роста и развития, в связи с проблемой углекислотного удобрения. Изв. АН СССР, серия биол., 1939; т. 1, 85—101.
187. М. Б. Равич, А. П. Сарычева. Использование продуктов каталитического горения в качестве углекислого удобрения в зимних условиях. Изв. Энергетич. ин-та АН СССР, 1940, т. 8.
188. М. Б. Равич. Каталитическое горение на поверхностях. Ж. физ. химии, 1940, вып. 9—10, 1353—1361.
189. М. Б. Равич. Теплотехнические расчеты при сжигании природного газа на обогащенном кислородом дутье. Газовое дело, № 9, 1962.
190. H. Lowry. Chemistry of Coal Utilization. N. Y.—London, 1945.
191. W. Boie. Vom Brennstoff zum Rauchgas. Leipzig, 1957.
192. М. Б. Равич. Расчет располагаемой теплоты продуктов горения газообразного топлива. Докл. АН СССР, 1952, т. 86, № 4, 711—712.
193. М. Б. Равич. Расчет располагаемой теплоты продуктов горения при сжигании газообразного топлива. Изв. АН СССР, ОТН, 1953, № 6, 856—864.
194. М. Б. Равич. Расчет располагаемой теплоты продуктов горения при сжигании твердого и жидкого топлива. Докл. АН СССР, 1953, т. 90, № 6, 1031—1034.
195. И. М. Муравьев и др. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. Изд-во «Недра», 1965.
196. С. Н. Павлова и др. Нефти восточных районов СССР. Гостоптехиздат, 1958.

197. N. Tiratsoo. Natural Gas., London, 1967.
198. Термическая переработка сланца — кукерита. Таллин, изд-во «Валгус», 1966.
199. З. Ф. Чуханов, Л. Н. Хитрин. Энерготехнологическое использование топлива. Пути эффективного применения топлив. Изд-во АН СССР, 1956.
200. Б. М. Кустов. Коксовый газ (производство и использование). Металлургиздат, 1953.
201. Н. В. Шишаков. Основы производства горючих газов. Энергоиздат, 1948.
202. В. П. Мизеев. Газообразное топливо. Изд-во «Недра», 1967.
203. A. Hochmeier. Technologie der Gasfortleitung und Gasverteilung, Bd. I. 2. Aufl. Leipzig, 1968.
204. Е. Г. Шадек. Экономическая эффективность перевода нагревательных печей с генераторного газа на природный и сжиженный. Сб. «Использование газа в промышленности». ИТЭИнефтегаз, 1962.
205. Е. А. Ницкевич. Теплоэнергетика доменного производства. Изд-во «Металлургия», 1966.
206. М. Б. Равич. Использование газа в промышленности. Газовое дело, 1961, № 9, 45—50.
207. В. И. Гольцман. К вопросу о сжигании ваграночных газов. Газовое дело, 1963, № 10, 57—60.
208. В. И. Гольцман. Теплотехнические характеристики газов коксовых и коксогозовых вагранок. Газовая промышленность, 1966, № 4, 49—50.
209. В. И. Гольцман. Определение содержания  $\text{CO}_2$  в отходящих газах. Литейное производство, 1965, № 7, 17—18.
210. М. Б. Равич. Определение эффективности использования смешанных газов, газообразного и жидкого топлива. Сб. «Использование газа в промышленных печах». ГосИНТИ, 1961, 36—52.
211. М. Б. Равич. Методика теплотехнических расчетов при одновременном сжигании в печах двух видов топлива. Сб. «Теория и практика работы современных промышленных печей». Госэнергоиздат, 1963, 122—133.
212. А. Н. Поплавский. Характеристика процесса совместного сжигания двух видов топлива в вагранках. Тр. ВНИИ ж.-д. транспорта, 1968, вып. 376, 118—127.
213. М. Б. Равич. Использование газа в промышленности. Газовое дело, 1961, № 9, 45—51.
214. М. Б. Равич. Повышение эффективности использования газа — важнейшая задача. Газовая промышленность, 1965, № 1, 30—33.
215. М. Б. Равич. Использование отбросной углекислоты продуктов поверхностного горения. Изд-во АН СССР, 1940.
216. М. Б. Равич. Поверхностное горение, его теоретические основы и перспективы применения в связи с газификацией страны. Изв. АН СССР, ОТН, 1946, № 6, 833—847.
217. М. П. Красинский. Удобрение углекислотой как прием повышения урожайности овощей. Сельхозгиз, 1945.
218. Н. П. Красинский. Удобрение углекислотой в овощеводстве запыщенного грунта. Горький, Книжное изд-во, 1953.
219. М. Б. Равич, Н. Н. Протасова, Д. И. Латышев. Подкормка углекислотой овощных культур в теплицах. Сб. «Тепличное хозяйство», Сельхозгиз, 1955.
220. Л. О. Друскин, Г. С. Безручко, С. П. Казьмин, М. Г. Метт, Д. В. Скоков. Комплексное использование газа на Краснохолмском камвольном комбинате. Газовая промышленность, 1969, № 12, 22—26.
221. М. Б. Равич. Упрощенная методика определения  $\text{CO}_2$  макс природных и нефтепромысловых газов. Газовая промышленность, 1970, № 1, 31—32.
222. С. А. Ашуров. Подсчет температуры горения природного и сжиженного газов. Газовая промышленность, 1970, № 1, 32—34.
223. М. Б. Равич. Повышение эффективности применения природного газа. Газовая промышленность, 1970, № 4, 46—48.
224. А. К. Кортуннов. Газовая промышленность Советского Союза к 100-летию со дня рождения В. И. Ленина. Газовая промышленность, 1970, № 4, 2—7.

# Приложение

## ОСНОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ И ФОРМУЛЫ

### ОСНОВНЫЕ УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

#### 1. Теплотехнические характеристики топлива

$Q_v$  — высшая теплота сгорания топлива с учетом образования воды при сгорании водорода, *ккал/моль*, *ккал/кг* или *ккал/нм<sup>3</sup>* для газа [*1 ккал = 4,187 кдж.*].

$Q_n$  — низшая теплота сгорания топлива с учетом образования водяного пара при сгорании водорода и расхода тепла на испарение содержащейся в топливе влаги, *ккал/моль*, *ккал/кг* или *ккал/нм<sup>3</sup>* для газа.

$t_{\max}$  — жаропроизводительность топлива, т. е. максимальная температура, развиваемая при полном сгорании топлива в теоретически необходимом объеме сухого воздуха без учета каких-либо потерь тепла. Температура топлива и воздуха 0°.

$t'_{\max}$  — максимальная температура, развиваемая при полном сгорании топлива в теоретически необходимом объеме воздуха, содержащем 1 вес. % влаги, без учета каких-либо потерь тепла. Температура топлива и воздуха 0°С.

$t_{\text{теор}}$  — теоретическая температура, развиваемая при полном сгорании топлива в теоретически необходимом объеме сухого воздуха с учетом потерь тепла вследствие диссоциации продуктов горения. Температура топлива и воздуха 0°С.

$V_{\text{пр.гор}}$  — объем продуктов сгорания, *нм<sup>3</sup>*.

$V_{\text{CO}_2}$  — объем двуокиси углерода, *нм<sup>3</sup>*.

$V_{\text{H}_2\text{O}}$  — объем водяного пара, *нм<sup>3</sup>*.

$V_{\text{N}_2}$  — объем азота, *нм<sup>3</sup>*.

$V_{\text{O}_2}$  — объем кислорода, *нм<sup>3</sup>*.

$V_{\text{CO}}$  — объем окиси углерода, *нм<sup>3</sup>*.

$V_{\text{H}_2}$  — объем водорода, *нм<sup>3</sup>*.

$V_{\text{CH}_4}$  — объем метана, *нм<sup>3</sup>*.

$V_{\text{с.г.}}$  — объем сухих продуктов сгорания, *нм<sup>3</sup>*.

$V_{\Sigma}$  — суммарный объем влажных продуктов сгорания, *нм<sup>3</sup>*.

$V_{\text{N}_2}^0$  — объем азота в продуктах полного сгорания в теоретически необходимом количестве воздуха, *нм<sup>3</sup>*.

$V_{\text{в}}^0$  — объем воздуха, необходимый для сгорания топлива, *нм<sup>3</sup>*.

$t_{\text{у.г}}$  — температура уходящих газов, °С.

$t_{\text{в}}$  — температура воздуха, °С.

$C$  — теплоемкость, средняя при постоянном давлении (*в ккал/нм<sup>3</sup>·°С*), в том числе:

$C_{\text{CO}_2}$  — двуокиси углерода;

$C_{\text{CO}}$  — окиси углерода;

$C_{\text{H}_2}$  — водорода;

$C_{\text{CH}_4}$  — метана;

- $C_{H_2O}$  — водяного пара;  
 $C_{N_2}$  — азота;  
 $C_{O_2}$  — кислорода;  
 $C_{пр.гор}$  — средневзвешенная продуктов сгорания;  
 $C_{O_2-t_{max}}$  — средневзвешенная продуктов сгорания от  $0^\circ$  до  $t_{max}$ .  
 $V_{с.г.}$  — объем сухих продуктов полного сгорания 1 кг твердого и жидкого топлива или 1 нм<sup>3</sup> газа в теоретически необходимом количестве воздуха, нм<sup>3</sup>.  
 $B$  — отношение объемов сухих и влажных (содержащих водяной пар, образующийся в результате сгорания водорода и испарения влаги топлива и переходящий в продукты горения из влажного воздуха) продуктов горения.  
 $P$  — низшая теплота сгорания топлива, отнесенная к 1 нм<sup>3</sup> сухих продуктов полного сгорания в теоретически необходимом количестве воздуха, ккал/нм<sup>3</sup>.  
 $h$  — отношение действительного и теоретического объемов сухих продуктов горения.  
 $R$  — низшая теплота сгорания топлива, отнесенная к 1 нм<sup>3</sup> влажных продуктов полного сгорания в теоретически необходимом объеме воздуха, ккал/нм<sup>3</sup>.

## 2. Топливо твердое и жидкое (состав)

	Рабочее топливо	Сухая масса	Горючая масса
Влага, % . . . . .	$W^D$	—	—
Зола, % . . . . .	$A^D$	$A^C$	—
Сера горючая (органическая + колчеданная сера), % . . . . .	$S_r^D$	$S_r^C$	$S^r$
Углерод, % . . . . .	$C^D$	$C^C$	$C^r$
Водород, % . . . . .	$H^D$	$H^C$	$H^r$
Кислород, % . . . . .	$O^D$	$O^C$	$O^r$
Азот, % . . . . .	$N^D$	$N^C$	$N^r$
Теплота сгорания высшая . . . . .	$Q_v^D$	$Q_v^C$	$Q_v^r$
Теплота сгорания низшая . . . . .	$Q_H^D$	$Q_H^C$	$Q_H^r$

## 3. Топливо газообразное

Состав в объемных процентах:

- $H_2$  — водород;  
 $CO$  — окись углерода;  
 $CH_4$  — метан;  
 $C_2H_6$  — этан;  
 $C_3H_8$  — пропан;  
 $C_4H_{10}$  — бутан;  
 $C_2H_4$  — этилен;  
 $C_nH_m$  — непредельные углеводороды;  
 $H_2S$  — сероводород;

- $O_2$  — кислород;  
 $CO_2$  — двуокись углерода;  
 $N_2$  — азот.  
 $Q_v$  — высшая теплота сгорания сухого газа, ккал/моль или ккал/нм<sup>3</sup>.  
 $Q_H$  — низшая теплота сгорания сухого газа, ккал/моль или ккал/нм<sup>3</sup>.  
 $d$  — содержание влаги в газе, г/нм<sup>3</sup>.

## 4. Продукты сгорания (дымовые газы)

Состав в объемных процентах:

- $CO_2$  — двуокись углерода;  
 $SO_2$  — сернистый газ;  
 $H_2$  — водород;  
 $CH_4$  — метан;



- $C_2H_4$  — этилен;  
 $CO$  — окись углерода;  
 $RO_2$  — двуокись углерода + сернистый газ ( $CO_2 + SO_2$ );  
 $CO_{2max}$  — максимально возможное содержание  $CO_2$  в сухих продуктах сгорания бессернистого топлива (полнота сгорания в теоретически необходимом количестве воздуха);  
 $RO_{2max}$  — максимально возможное содержание  $RO_2$  в сухих продуктах сгорания сернистого топлива (полнота сгорания в теоретически необходимом количестве воздуха);  
 $Q_{пр.гор}$  — низшая теплота сгорания горючих компонентов в продуктах неполного сгорания,  $ккал/нм^3$  сухих продуктов горения;  
 $C'$  — отношение теплоемкости продуктов сгорания теоретического состава в интервалах температур от  $0^\circ$  до  $t_{y.г}$  и от  $0^\circ$  до  $t_{max}$ ;  
 $K$  — отношение объемной теплоемкости воздуха в интервале температур от  $0^\circ$  до  $t_{y.г}$  к объемной теплоемкости продуктов сгорания теоретического состава от  $0^\circ$  до  $t_{max}$ .

Статьи теплового баланса котлов	В $ккал$	В %
Используемое в установке тепло . . . . .	$Q_1$	$q_1$
Потери тепла с уходящими газами . . . . .	$Q_2$	$q_2$
Потери тепла с паром, вдуваемым в форсунку . . . . .	$Q_2'$	$q_2'$
Потери тепла вследствие химической неполноты сгорания .	$Q_3$	$q_3$
Потери тепла вследствие механической неполноты сгорания	$Q_4$	$q_4$
Потери тепла в окружающую среду . . . . .	$Q_5$	$q_5$

### Рекуперация тепла

- $Q$  — потенциальное тепло сжигаемого в печи топлива без рекуперации тепла,  $ккал/час$ .  
 $Q_1$  — потенциальное тепло сжигаемого в печи топлива при рекуперации тепла,  $ккал/час$ .  
 $\Pi$  — количество тепла, используемое в печи и теряемое в окружающее пространство,  $ккал/час$ .  
 $a$  — суммарные потери тепла с уходящими газами, %.  
 $R$  — степень рекуперации тепла.  
 $\mathcal{E}$  — экономия топлива, достигаемая при рекуперации тепла, %.  
 $T$  — число калорий потенциального тепла топлива, заменяемое одной калорией тепла, вносимой в печь нагретым в рекуператоре воздухом.

## ОСНОВНЫЕ ФОРМУЛЫ

### Теплота сгорания

Твердое и жидкое топливо (стр. 43):

$$Q_v = 81C + 300H - 26(O - S) \text{ ккал/кг},$$

$$Q_n = 81C + 300H - 26(O - S) - 6(W + 9H) \text{ ккал/кг}.$$

Газообразное топливо (стр. 45):

$$Q_v = 30,2CO + 30,5H_2 + 95C_2H_4 + 166C_2H_6 + 237C_3H_4 + 307C_4H_{10} + 377C_5H_{12} + 150C_2H_4 + 220C_3H_6 + 290C_4H_8 + 360C_5H_{10} + 350C_6H_8 + 61H_2S \text{ ккал/нм}^3,$$

$$Q_n = 30,2CO + 25,8H_2 + 85,5CH_4 + 152C_2H_6 + 218C_3H_8 + 283C_4H_{10} + 349C_5H_{12} + 141C_2H_4 + 205C_3H_6 + 271C_4H_8 + 337C_5H_{10} + 335C_6H_8 + 56H_2S \text{ ккал/нм}^3.$$

### Количество воздуха, необходимого для сгорания топлива

Твердое и жидкое топливо (стр. 49):

$$L_B^0 = \frac{1}{23} (2,67C^p + S_r^p + 8H^p - O^p) \text{ кг/кг топлива,}$$

$$V_B^0 = \frac{1}{30} (2,67C^p + S_r^p + 8H^p - O^p) \text{ нм}^3/\text{кг топлива,}$$

$$V_B^0 = 0,0889K^p + 0,265H^p - 0,0333O^p \text{ нм}^3/\text{кг топлива.}$$

Газообразное топливо (стр. 54):

$$V_B^0 = \frac{1}{21} (0,5H_2 + 0,5CO + 2CH_4 + 3,5C_2H_6 + 5C_3H_8 + 6,5C_4H_{10} + \\ + 8C_5H_{12} + 3C_2H_4 + 4,5C_3H_6 + 1,5H_2S) \text{ нм}^3/\text{нм}^3 \text{ газа.}$$

Расход воздуха с учетом коэффициента избытка воздуха  $\alpha$

$$V_B = V_B^0 \alpha \text{ нм}^3/\text{кг топлива или нм}^3/\text{нм}^3 \text{ газообразного топлива.}$$

Содержание избыточного воздуха в продуктах горения

$$V_B^{\text{изб}} = (\alpha - 1)V_B^0 \text{ нм}^3/\text{кг топлива или нм}^3/\text{нм}^3 \text{ газообразного топлива.}$$

### Объем продуктов сгорания топлива

Твердое и жидкое топливо (стр. 50)

Объем продуктов полного сгорания в стехиометрическом количестве воздуха:

$$V_{CO_2} = 0,0187C^p \text{ нм}^3/\text{кг топлива,}$$

$$V_{RO_2} = 0,0187K^p \text{ нм}^3/\text{кг топлива,}$$

$$V_{H_2O}^0 = 0,111H^p + 0,012W^p + 0,016V_B^0 \text{ нм}^3/\text{кг топлива,}$$

$$V_N^0 = 0,79V_B^0 + 0,008N^p \text{ нм}^3/\text{кг топлива,}$$

$$V_{c.r}^0 = V_{RO_2} + V_{N_2}^0 \text{ нм}^3/\text{кг топлива,}$$

$$V_{\Sigma}^0 = V_{RO_2} + V_N^0 + V_{H_2O}^0 \text{ нм}^3/\text{кг топлива.}$$

Объем сухих продуктов полного сгорания при  $\alpha > 1$ :

$$V_{c.r} = V_{RO_2} + V_{N_2} + V_{O_2} = 0,0187K^p + 0,79V_B^0 + 0,21V_B^0(\alpha - 1) \text{ нм}^3/\text{кг топлива,}$$

$$V_{c.r} = 1,87 \frac{K^p}{RO_2} \text{ нм}^3/\text{кг топлива.}$$

Объем сухих продуктов неполного сгорания:

$$V_{c.r} = \frac{1,87K^p}{RO_2 + CO + CH_4} \text{ нм}^3/\text{кг топлива.}$$

Суммарный объем продуктов сгорания:

$$V_{\Sigma} = V_{c.r} + V_{H_2O} \text{ нм}^3/\text{кг топлива.}$$

Газообразное топливо (стр. 54)

Объем продуктов полного сгорания в стехиометрическом количестве воздуха:

$$V_{CO_2} = 0,01 (CO + CO_2 + CH_4 + 2C_2H_6 + 3C_3H_8 + 4C_4H_{10} + \\ + 5C_5H_{12} + 2C_2H_4 + 3C_3H_6) \text{ нм}^3/\text{нм}^3 \text{ газа,}$$

$$V_{RO_2} = V_{CO_2} + 0,01H_2S \text{ нм}^3/\text{нм}^3 \text{ газа,}$$

$$V_{N_2}^0 = 0,79V_B^0 + 0,01N_2 \text{ нм}^3/\text{нм}^3 \text{ газа},$$

$$V_{H_2O} = 0,01(H_2 + 2CH_4 + 3C_2H_6 + 4C_3H_8 + 5C_4H_{10} + 6C_5H_{12} + 2C_2H_4 + 3C_3H_6 + H_2S) + 0,016V_B^0 \text{ нм}^3/\text{нм}^3 \text{ газа},$$

$$V_{c.r}^0 = V_{RO_2} + V_{N_2} \text{ нм}^3/\text{нм}^3 \text{ газа},$$

$$V_{\Sigma}^0 = V_{RO_2} + V_{N_2} + V_{H_2O} \text{ нм}^3/\text{нм}^3 \text{ газа}.$$

Объем сухих продуктов полного сгорания при  $\alpha > 1$ :

$$V_{c.r} = V_{c.r}^0 + V_B^0(\alpha - 1) \text{ нм}^3/\text{нм}^3 \text{ газа},$$

$$V_{c.r} = \frac{1}{RO_2} (CO_2 + CO + CH_4 + 2C_2H_6 + 3C_3H_8 + 4C_4H_{10} + 2C_2H_4 + 3C_3H_6 + H_2S) \text{ нм}^3/\text{нм}^3 \text{ газа}.$$

Объем сухих продуктов неполного сгорания:

$$V_{c.r} = \frac{CO_2 + CO + CH_4 + 2C_2H_6 + 3C_3H_8 + 4C_4H_{10} + 2C_2H_4 + 3C_3H_6 + H_2S}{RO_2' + CO' + CH_4'} \text{ нм}^3/\text{нм}^3 \text{ га-}$$

за.

Суммарный объем продуктов сгорания:

$$V_{\Sigma} = V_{c.r} + V_{H_2O} \text{ нм}^3/\text{нм}^3 \text{ газа}.$$

**Температура горения, °C**

Жаропроизводительность (стр. 87):

$$t_{\max} = Q_H : V_{\Sigma} C_{0-t_{\max}}.$$

Калориметрическая температура горения (стр. 100):

$$t_{\text{кал}} = Q_H : (V_1 C_1 + V_2 C_2),$$

$$t_{\text{кал}} = \frac{t_{\max} C_{0-t_{\max}}}{C_1 + (h-1)BC_2}.$$

Теоретическая температура горения (стр. 103):

$$t_{\text{теор}} = \frac{Q_H - Q_{\text{дисс}}}{V_1 C_1}.$$

Расчетная температура горения (стр. 107):

$$t_{\text{расч}} = \frac{Q_H - Q_{\text{дисс}}}{V_1 C_1 + V_2 C_2}.$$

**Теплосодержание продуктов горения (стр. 114) (в ккал/нм<sup>3</sup>).** Теплота сгорания, отнесенная к 1 нм<sup>3</sup> сухих продуктов горения

$$P = Q_H : V_{c.r}.$$

Теплота сгорания, отнесенная к 1 нм<sup>3</sup> влажных продуктов горения:

$$R = Q_H : V_{\Sigma}.$$

**CO<sub>2max</sub> (или RO<sub>2max</sub>) сухих продуктов сгорания (в %):**  
при полном сгорании топлива (стр. 63)

$$CO_{2\max} = \frac{100CO_2}{100 - 4,76O_2},$$

при неполном сгорании топлива (стр. 67)

$$CO_{2\max} = \frac{(CO_2 + CO + CH_4) 100}{100 - 4,76(O_2 - 0,4CO - 0,2H_2 - 1,6CH_4)}.$$

## Коэффициенты избытка воздуха и разбавления продуктов сгорания

Коэффициент избытка воздуха (расхода воздуха)  $\alpha$  (стр. 73):

$$\alpha = 1 + (h - 1) \frac{V_{c.r.}}{V_B},$$

$$\alpha = (O_2 + n CO_2) : n CO_2.$$

Коэффициент разбавления сухих продуктов сгорания (стр. 71):  
при полном сгорании топлива

$$h = CO_{2max} : CO_2,$$

при неполном сгорании топлива

$$h = CO_{2max} : (CO_2 + CO + CH_4).$$

## Состав продуктов сгорания

Содержание кислорода в продуктах полного сгорания (стр. 63):

$$O_2 = A (CO_{2max} - CO_2) \%.$$

Содержание окиси углерода в продуктах сгорания (стр. 66):

$$CO = (21 - A CO_2 - O_2) : (A - 0,4).$$

Отношение объемов сухих и влажных продуктов сгорания (стр. 75):

$$B = V_{c.r.} : V_{\Sigma}.$$

## Потери тепла с уходящими газами (в %)

$$q_2 = \frac{t_{y.r.} - t_B}{t_{max}} [C' + (h - 1) BK] 100, \quad (\text{см. стр. 111}),$$

$$q_2 = 0,01 (t_{y.r.} - t_B) Z \quad (\text{см. стр. 115}).$$

## Потери тепла вследствие неполноты сгорания (в %)

Потери тепла вследствие химической неполноты сгорания (стр. 114):

$$q_3 = \frac{Q_{\text{пр.сгор.}} \cdot h \cdot 100}{P},$$

$$q_3 = (30CO + 25H_2 + 85CH_4) h \frac{100}{P}.$$

Потери тепла с уносом (стр. 115):

$$q_{yn} = \frac{Q_{yn} \cdot h \cdot 1000}{P}.$$

## Коэффициент полезного действия (в %):

паровых и водогрейных котлов (стр. 266)

$$\eta = 100 - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5),$$

отопительных печей (стр. 122)

$$\eta = 100 - (q_2 + q_3 + q_4).$$

# Предметный указатель

## Азот

влияние на теплотехнические характеристики топлива 94, 245  
свойства 245  
содержание  
в продуктах сгорания 55, 76  
в топливе  
газообразном 22, 39, 246  
жидком 22  
твердом 22, 40  
теплоемкость 79  
Азотная кислота 134  
Алканы 37, 90, 204, 208, 239  
Алкены 37, 90, 204, 208, 239  
Алкилирование 205  
Алкины 37, 90  
Аммиак 22, 244  
Анализ  
топлива  
газообразного 240, 248  
жидкого 26, 216—221  
твердого 24, 27, 30  
элементарный 17, 20  
Антрацит  
влажность 175  
выход летучих 134, 155, 175  
добыча 140  
жаропрочность 134, 175  
зольность 174  
маркировка 173  
образование 135  
потери тепла  
вследствие неполноты сгорания 180  
с уходящими газами 174, 179  
продукты сгорания  
коэффициент  
избытка воздуха  $\alpha$  176  
разбавления  $h$  176  
содержание максимальное  $RO_2$  176  
состав 76, 175  
энтальпия  $P$  175  
состав 14, 16, 134, 175  
температура горения 176  
теплота сгорания 134, 175  
теплотехнические харак-

теристики 135, 175, 297  
удельный вес 173  
Асфальт 14  
Асфальтены 201  
Ацетилен 37, 90, 239—240, 248

## Баланс

тепловой  
котлов 267  
котлов-утилизаторов 309  
нечей  
отопительных 122  
промышленных 232, 317, 320  
экономайзеров контактных 321  
топливный  
мировой 11  
СССР 5, 7, 9—10, 255, 303

## Бензин

выход из нефти 204  
жаропрочность 208  
октановое число 208  
потери тепла  
вследствие неполноты сгорания 210  
с уходящими газами 209, 210  
продукты сгорания  
коэффициент  
избытка воздуха  $\alpha$  209  
разбавления  $h$  209  
содержание максимальное  $CO_2$  66, 209  
состав 209  
энтальпия  $P$  297  
производство 203, 205  
свойства 207  
сернистость 23  
состав 16, 23, 208  
теплота сгорания 33, 208, 297  
теплотехнические характеристики 208, 297  
Бензол 16, 35, 90, 199, 208  
Битум 13, 185, 206  
Богхеды 14, 131  
Брикетиrowание  
расход энергии 185  
тепловой баланс 185  
технология 183

## Брикеты

буроугольные 184  
каменноугольные 185  
карбонизированные 187  
каталитически активированные 188  
размеры 184  
себестоимость 184  
теплотехнические, характеристики 184  
торфяные 184  
Бурый уголь  
азейский 148  
ангренский 144, 147  
арбагарский 148—149  
артемовский 148, 151  
ахалцхский 150—151  
блестящий 141  
бикинский 144  
богословский 148, 149  
веселовский 149  
влажность 133, 141—149  
волчанский 148, 149  
выход летучих 141—143, 145, 146, 148, 151  
гелатский 150, 151  
гусиноозерский 148, 149  
днепровский 142  
добыча 140  
жаропрочность 133, 142—149  
землистый 141  
золочевский 147  
зольность 142, 144, 146, 148  
канско-ачинский 140, 145  
146, 152—155  
карагандинский 150—151  
кивдинский 144, 147  
кизил-кийский 150—151  
ленгеровский 150—151  
лигнит 141  
маркировка 141  
матовый 141  
мукачевский 141  
подмосковный 143—144, 153, 154  
потери тепла  
вследствие неполноты сгорания 153  
с уходящими газами 151—153  
продукты сгорания  
коэффициент  
избытка воздуха  $\alpha$  127  
разбавления  $h$  127

- содержание максимальное  
 $\text{H}_2\text{O}_{\text{max}}$  76, 142—143, 149  
 $\text{RO}_{\text{max}}$  142, 144, 146, 148  
 состав 127  
 энтальпия  $P$  142, 144, 146  
 райчихинский 144  
 сажистый 141  
 сахалинский 148  
 сернистость 141—142, 144, 146, 148  
 состав  
   горючей массы 133, 142—148  
   топлива 133, 142—148  
 сулюктинский 150—151  
 тавричанский 148, 151  
 тарбогатайский 148—149  
 теплота сгорания 33, 142—148  
 теплотехнические характеристики 33, 142—148  
 Челябинский 148—149, 152, 154  
 черновский 144, 147  
 шурабский 150  
 южноуральский 142  
 Бутан 37  
 Бутилен 37  
**Ваграночный газ** 282, 291—292  
 Ванадий 220  
 Взрывоопасность газов 244, 248  
 Вискозиметр 217  
 Витрен 136  
 Влага  
   влияние  
     на жаропроизводительность 93, 125  
     на теплоту сгорания 31, 33, 93, 125  
   определение 31  
   содержание  
     в воздухе 50  
     в продуктах сгорания 50, 55, 76  
     в топливе  
       газообразном 55, 282  
       жидком 31, 221  
       твердом 31, 51  
 Влажность приведенная 31, 142—143, 149  
 Водород  
   взрывоопасность 244  
   границы воспламенения 248  
   жаропроизводительность 89, 243  
   определение 18, 20  
   производство 244, 250, 255  
   содержание  
     в продуктах сгорания 113  
   в топливе  
     газообразном 16, 33, 239, 243, 251  
     жидком 16, 33  
     твердом 16, 33  
   теплота сгорания 17, 33, 243  
   теплотехнические характеристики 17, 76, 243  
 Водяной газ  
   взрывоопасность 244  
   границы воспламенения 248  
   производство 280  
   состав 251  
   теплотехнические характеристики 251, 280  
   токсичность 242  
 Водяной пар  
   в воздухе 50  
   в газе 55, 282  
   в продуктах сгорания  
     определение 77  
     подсчет 50, 55, 77  
   содержание 50, 76  
   диссоциация 105  
 Воздух  
   коэффициент избытка  $\alpha$  68  
   расхода  $\alpha$  69  
   объем, необходимый для горения 49, 54, 57  
   состав 49, 54  
   теплоемкость 79, 81  
 Воздушный бассейн 24, 219, 255  
 Воздушный газ 279  
 Воспламенение  
   границы (пределы) 248  
   температура 218  
 Вспышки температура 215, 218  
 Выход летучих 14, 26, 27, 134, 137, 141—150, 155—175  
 Вязкость жидкого топлива 215, 217  
**Газ**  
   ваграночный 282, 291—292  
   взрывоопасность 248  
   воздушный 279  
   водяной (см. Водяной газ)  
   высококалорийный 241, 252, 277  
   генераторный (см. Генераторный газ)  
   горячего дутья 282  
   границы воспламенения 248  
   доменный (см. Доменный газ)  
   естественный 15, 231 (см. также Природный газ)  
   жаропроизводительность 251  
   инертный 245  
   искусственный 15, 273, 277  
   классификация 241, 251  
   коксовый (см. Коксовый газ)  
   нефтезаводской (см. Нефтезаводской газ)  
   нефтепромысловый (см. Нефтепромысловый газ)  
   низкокалорийный 280, 282  
   отбросный 282  
   очистка 249  
   полукоксовый 277  
   природный (см. Природный газ)  
   производство 276—277  
   сажевых заводов 282  
   светильный 279  
   себестоимость 231, 298  
   сжиженный (см. Сжиженный газ)  
   смешанный 280  
   состав 251  
   теплоемкость 79, 81  
   теплота сгорания 251  
   теплотехнические характеристики 251, 297  
   токсичность 242  
   эффективность использования 260, 283, 293, 308—309  
 Газификация 241, 279, 282  
 Газовая промышленность 255  
 Газогенераторы 279  
 Газоочистная масса 249  
 Газопроводы 257  
 Газойль 204  
 Гексан 35, 90, 208  
 Гемиллюлоза 116  
 Генераторный газ  
   взрывоопасность 248  
   границы воспламенения 248  
   жаропроизводительность 251  
   производство 241, 279  
   состав 251  
   теплотехнические характеристики 251  
   токсичность 242  
 Гептан 90, 208  
 Гигроскопичность 117, 124, 141  
 Гидрогенизация 204, 206  
 Гидроксилы 21, 91  
 Гидроочистка 206  
 Горелки газовые беспламенные 233, 307, 312, 319  
 Горение топлива  
   газообразного 53, 232, 301, 307, 312, 319  
   жидкого 48, 219  
   твердого 16, 48  
 Горючая масса 15, 23, 33, 134  
 ГОЭЛРО план 7  
 Границы воспламенения 248  
 Графит 13  
 Гуминовые кислоты 123, 133, 136  
 Гумусовые угли 131

**Двигатели** 209—211, 315  
**Дегидрогенизация** 250  
**Декал** 90  
**Дизельное топливо**  
 жаропроизводительность 211  
 потери тепла вследствие неполноты сгорания 212  
 с уходящими газами 211—212  
 продукты сгорания коэффициент избытка воздуха  $\alpha$  212  
 разбавления  $h$  212  
 содержание максимальное  $RO_2$  66, 211  
 сернистость 23  
 состав 16, 23, 211  
 теплотехнические характеристики 211  
**Доменный газ**  
 взрывоопасность 248  
 границы воспламенения 248  
 жаропроизводительность 251  
 производство 80, 282  
 содержание максимальное  $RO_2$  281  
 энтальпия  $P$  281  
 состав 247, 251  
 теплота сгорания 251  
 теплотехнические характеристики доменного газа 251, 281  
 доменного и коксового газов 288  
 доменного и природного газов 286  
 доменного газа и мазута 289  
 доменного газа и угля 290  
 токсичность 242  
 эффективность использования 281  
**Древесный уголь** 185  
**Дрова**  
 влажность 117  
 выход летучих 119  
 жаропроизводительность 119  
 зольность 117  
 потери тепла вследствие неполноты сгорания 121  
 с уходящими газами 121  
 продукты сгорания коэффициент избытка воздуха  $\alpha$  120  
 разбавления  $h$  120  
 содержание максимальное  $H_2O_{max}$  120  
 $CO_{2max}$  119  
 состав 119  
 энтальпия  $P$  119

ресурсы 117  
 состав 116, 186  
 температура горения 118  
 теплота сгорания 118, 119  
 теплотехнические характеристики 119, 121  
 Дюрен 136  
**Жаропроизводительность**  
 антрацита 175  
 балласта влияние 14, 93  
 бензина 208  
 брикетов 184  
 бурого угля 133, 297  
 ваграночного газа 291  
 водорода 89, 243  
 водяного газа 251  
 генераторного газа 251  
 доменного газа 251  
 древесного угля 186  
 дров 118  
 каменного угля 134  
 керосина 297  
 кислорода влияние 91  
 кислот органических 92  
 кокса 190  
 коксового газа 297  
 мазута 222, 297  
 нефтезаводского газа 276  
 нефтепродуктов 297  
 нефтепромыслового газа 251, 270  
 подсчет 95  
 полуккокса 187  
 понятие 14  
 природного газа 251, 254  
 пропана 95, 97  
 сжиженного газа 274  
 сланца 97, 135, 181  
 смолы 230  
 спиртов 92  
 топлива газообразного 251  
 жидкого 208, 222, 297  
 твердого 135  
 торфа 125—126  
 углеводородов 90, 92  
 углерода 88  
 Зола  
 использование 181  
 плавкость 30—31  
 состав 117, 123  
 теплоемкость 85  
 Зольность  
 определение 30  
 приведенная 28  
**Изоалканы** 208  
 Изоалкены 208  
 Изобутан 208  
 Изомеризация 206  
 Изооктан 207  
 Индекс Рога 137  
 Интенсификация работы котлов 319  
 печей 305  
 сушилок 311, 314  
**Калориметр** 46  
 Калориметрическая темпе-

ратура горения 98, 176, 224—225, 259, 260, 271, 274  
**Каменный уголь**  
 букачинский 167, 169  
 бурейнский 168—169  
 влажность 161—168  
 воркутский 162  
 выход летучих 137, 155, 156, 161—168  
 газовый 155—156  
 горючая масса 161—168  
 длиннопламенный 155—156  
 добыча 140, 158  
 донецкий 158, 161  
 жаропроизводительность 161—170  
 жирный 13, 155, 156  
 запасы 139—140  
 зольность 161—168  
 импорт 7  
 интинский 162  
 иркутский 166  
 карагандинский 160, 163  
 кизилковский 160, 162  
 классификация 136  
 коксовый 155, 156  
 кок-янгакский 163, 169  
 кузнецкий 164, 166  
 ленский 169  
 липовецкий 168  
 львовско-волинский 160, 161  
 маркировка 141  
 минусинский 166, 167  
 образование 135  
 окисленный 158  
 органическая масса 156  
 отоженный-спекающийся 155, 156  
 паровичный—жирный 156  
 паровичный — спекающийся 156  
 печорский 160, 162  
 подгородненский 168, 169  
 потери тепла вследствие неполноты сгорания механической 114  
 химической 173  
 с уходящими газами 170—172  
 применение 158  
 продукты сгорания коэффициент избытка воздуха  $\alpha$  170  
 разбавления  $h$  170  
 содержание максимальное  $H_2O_{max}$  76  
 $RO_{2max}$  156, 171  
 состав 170  
 энтальпия  $P$  297  
 сахалинский 168—169  
 сернистость 161—168  
 смолистый 13  
 состав 14, 134, 155, 156, 161—168  
 сучанский 168—169  
 ташкумырский 163, 169

- теплота сгорания 161—168  
 теплотехнические характеристики 161, 168  
 тварчельский 163, 169  
 тквибульский 163, 169  
 тощий 155—156  
 тунгусский 169  
 удельный вес 157  
 улухемский 166, 169  
 черемховский 167, 169  
 черногорский 167  
 экибастузский 160, 163  
 эффективность использования 169
- Капиталовложения**  
 окупаемость 299, 311, 314  
 в топливную промышленность 5, 9, 10, 12, 140, 295, 303, 311, 314  
 в топливоиспользующие установки 5, 11, 299, 311, 314
- Карбоксилы** 21, 91, 200
- Катализаторы** 123, 188, 244
- Каустобиолиты** 13, 14
- Кенпели** 131
- Керосин**  
 выход из нефти 204  
 жаропродуктивность 297  
 потери тепла вследствие неполноты сгорания 210  
 с уходящими газами 210  
 продукты сгорания 212  
 содержание максимальное  $\text{CO}_2$  297  
 энтальпия  $P$  297  
 сернистость 23  
 состав 16, 23, 33  
 теплота сгорания 33, 297  
 теплотехнические характеристики 297
- Кислород**  
 объем, необходимый для сгорания топлива 48, 53, 57  
 подсчет содержания в продуктах сгорания 63  
 содержание в воздухе 49, 54  
 в продуктах сгорания 120, 127, 170, 176, 209, 212, 224, 259, 271, 274  
 в топливе 21, 39  
 теплоемкость 79
- Кларен** 136
- Классификация**  
 газообразного топлива 250  
 кокса 27, 189  
 топлива 15, 297  
 углей 136, 155
- Клетчатка** 116
- Кокс**  
 каменноугольный 27, 188—191  
 нефтяной 204  
 коксование 26, 189
- Коксовый газ**  
 границы воспламенения 248  
 жаропродуктивность 251  
 состав 249, 251, 278  
 теплотехнические характеристики  
 коксового газа 251, 278  
 коксового и доменного газов 288  
 коксового газа и мазута 289  
 коксового и природного газов 285  
 токсичность 249, 278
- Колчедан** 23
- Конверсия**  
 окиси углерода 242  
 природного газа 250  
 углеводородов 250
- Конденсат газовый** 252
- Корольки коксовые** 27
- Коррозия** 208, 219
- Котлы**  
 водогрейные 299, 319  
 паровые 264, 267  
 утилизаторы тепла уходящих газов 309, 310
- Коэффициент**  
 избытка воздуха  $\alpha$  68, 72, 325  
 использования топлива 5, 266, 302, 321  
 полезного действия котлов 268, 318  
 котлов-утилизаторов 309 печей отопительных 122  
 промышленных 232, 317, 320  
 сушилок 310  
 разбавления продуктов сгорания  $h$  71  
 расхода воздуха  $\alpha$  325
- Крекинг** 204
- Крекинг-газ** 205, 251
- Ксилол** 90, 208
- Лигнин** 116
- Лигпит** 141
- Лигронин** 204
- Мазут**  
 влажность 215, 221  
 вязкость 215, 217  
 горючая масса 216  
 жаропродуктивность 222  
 зольность 215, 220  
 маркировка 214, 215  
 механические примеси 215  
 плотность 215—216  
 потери тепла вследствие неполноты сгорания 230  
 с уходящими газами 225—229  
 продукты сгорания  
 коэффициент
- избытка воздуха  $\alpha$  224—225  
 разбавления  $h$  224—225  
 содержание максимальное  
 $\text{H}_2\text{O}$   $\text{max}$  76  
 $\text{RO}_{2\text{max}}$  223  
 состав 58, 224—225  
 энтальпия  $P$  223  
 разогрев 221  
 сернистость 23, 215, 219  
 состав 14, 16, 216, 223  
 температура  
 воспламенения 218  
 вспышки 215, 218  
 горения 224, 225  
 застывания 215  
 теплоемкость 85  
 теплопроводность 223  
 теплота сгорания 222  
 теплотехнические характеристики 222—223  
 технические условия 215  
 топочный 214, 215  
 транспорт 221  
 флотский 214—215  
 хранение 221  
 эффективность использования 223, 305
- Метаморфизм** 131, 133
- Метан**  
 горение 237  
 границы воспламенения 248  
 жаропродуктивность 90, 237  
 конверсия 250  
 реакционная способность 238  
 содержание в газообразном топливе 235, 250  
 в продуктах сгорания 113, 238  
 теплота сгорания 38, 237  
 теплотехнические характеристики 38, 76, 237, 239  
 электронная оболочка 236
- Минеральная масса** 28
- Нафтенновые кислоты** 200, 206
- Нефтезаводской газ**  
 получение 205  
 состав 251, 276  
 теплотехнические характеристики 276
- Нефтепродукты**  
 изомеризация 206  
 облагораживание 205  
 очистка 206  
 реформинг 205
- Нефтепромысловый газ**  
 границы воспламенения 248  
 добыча 268  
 жаропродуктивность 270



- потери тепла
  - вследствие неполноты сгорания 272
  - с уходящими газами 271
- продукты сгорания
  - коэффициент избытка воздуха  $\alpha$  271
  - разбавления  $h$  271
  - содержание максимальное  $RO_2$  270—271
  - состав 271
  - энтальпия  $P$  270
- свойства 268
- сернистость 268
- состав 251, 269
- теплота сгорания 45, 270
- теплотехнические характеристики 270, 271
- эффективность использования 272
- Нефть**
  - добыча 7—9, 11, 193, 198
  - классификация 192
  - крекинг 204
  - месторождения 195
  - переработка 202—206
  - происхождение 193
  - себестоимость 195, 198
  - состав 14, 198, 230
  - удельный вес 192
  - цвет 192
- Нефтяные остатки (см. Мазут)
- Нефтяная промышленность 192—198
- Оксид углерода**
  - границы воспламенения 248
  - жаропроизводительность 91, 242
  - конверсия 242
  - подсчет содержания в продуктах сгорания по  $RO_{2max}$  67
  - по  $\beta$  67
  - содержание
    - в газах 241, 251
    - в продуктах сгорания 243
  - теплота сгорания 241
  - теплотехнические характеристики 239—242
  - токсичность 242
- Октавовое число 207
- Окупаемость капиталовложений 299, 311, 314
- Отходы горючие 122
- Очистка
  - газов 242, 249
  - жидкого топлива 205
- Парафиновые углеводороды** 34
- Паровые котлы 264, 267
- Печи
  - беспламенного горения 232, 234, 299
  - промышленные 232, 234, 299, 307, 312, 314
  - термические 307—308
  - трубчатые 226, 234, 299
- Пиролиз 251, 276
- Платина 205, 240
- Платформинг 205
- Плотность нефтепродуктов 243, 245—246, 222
- Подземная газификация 282
- Подземные газохранилища 235, 257
- Полуантрацит
  - влажность 73, 174
  - выход летучих 134, 174
  - жаропроизводительность 174
  - зольность 174
  - месторождения 159, 173
  - сернистость 23, 17
  - состав 134, 174
  - теплота сгорания 134, 174
  - теплотехнические характеристики 134—135, 174
- Полубогхеды 131
- Полубрикеты 184
- Полукок 187
  - буроугольный 187
  - каменноугольный 187
  - торфяной 187
- Полукоксовый газ 251, 277
- Потери тепла
  - вследствие механической неполноты сгорания 114
  - вследствие химической неполноты сгорания 113—114
  - с уходящими газами 108, 110
- Пределы воспламенения 248
- Природный газ
  - взрывоопасность 248
  - границы воспламенения 248
  - добыча 9—11, 255, 258
  - жаропроизводительность 258
  - запасы 256
  - использование
    - в двигателях 316
    - в котлах 267, 319
    - в печах 309, 317, 320
    - в сушилах 317
    - в теплицах 328
  - ступенчатое 309
  - конверсия 244
- потери тепла
  - вследствие неполноты сгорания 265, 324
  - с уходящими газами 261—264, 323
- продукты сгорания
  - коэффициент избытка воздуха  $\alpha$  259
  - разбавления  $h$  259
  - расхода воздуха  $\alpha$  324
  - содержание максимальное
    - $H_2O_{max}$  76
    - $CO_{2max}$  254, 326
  - состав 59, 259
  - энтальпия  $P$  254
  - светимость факела 232
- себестоимость 255
- сернистость 252, 255
- скорость распространения пламени 94, 238
- состав 253
- температура горения 259—260
- теплота сгорания 45, 254
- теплотехнические характеристики
  - природного газа 254, 258
  - природного и ваграночного газов 291
  - природного и доменного газов 286
  - природного и коксового газов 285
  - природного газа и мазута 287, 292
  - природного газа и каменного угля 287
- хранение 232, 235, 257
- эффективность использования 260, 305—327
- Присадки**
  - антидетонационные 208
  - к мазуту 222
- Продукты сгорания топлива
  - газообразного 53, 58, 76
  - жидкого 46, 57, 76
  - твердого 46, 57, 76
- Пропан 38, 54, 250, 273
- Пропилен 38, 54
- Располагаемое тепло**
  - продуктов сгорания 108, 110
  - топлива 110, 112
- Рекуператоры 307—308, 310
- Рекуперация тепла 304
- Сажа** 282
- Сапропель 131
- Сапропелитовые угли 131
- Светильный газ 279
- Светимость пламени 231
- Себестоимость топлива 140, 145, 147, 160, 166, 195, 198, 255, 296, 298
- Сера горючая 23
  - колчеданная 23
  - окислы 24, 219
- определение содержания
  - в топливе 25—26
- органическая 22
- пиритная 23
- содержание
  - в продуктах сгорания 24
  - в топливе
    - газообразном 23, 248, 252
    - жидком 23, 202, 214—216, 219
    - твердом 23, 134, 141, 161—168, 175, 190
  - сульфатная 24
- Серная кислота 24
- Сернистость топлива приведенная 23
- Сернистый ангидрид 24

- Сернистый колчедан 23  
Серный ангидрид 24  
Сероводород  
  границы воспламенения 248  
  определение 249  
  свойства 248  
  содержание в топливе 24, 248  
Серусодержащие соединения нефти 202  
Сжиженный газ  
  регазификация 273  
  состав  
    газов 240, 273  
    продуктов сгорания 76, 274  
  теплотехнические характеристики 33, 240, 274  
  транспортировка 273  
  эффективность использования 275  
Скорость распространения пламени 94, 238  
Сланец горючий  
  влажность 31, 181  
  выход летучих 80, 182  
  горючая масса 16, 23, 134, 182  
  добыча 181  
  жаропроизводительность 181  
  зольность 29, 182  
  месторождения 180  
  минеральная масса 181  
  органическая масса 180  
  себестоимость 183, 298  
  сернистость 23, 182  
  состав 131, 182  
  теплота сгорания 182  
  теплотехнические характеристики 181, 182  
Сланцевое масло 230  
Смола  
  буроугольная 185, 230  
  каменноугольная 185, 230  
  нефтяная 200—201  
  сланцевая 185, 230  
  торфяная 185, 230  
Соотношение  
  вязкости кинематической и условной 217  
  вязкости и температуры мазута 217  
  вязкости и температуры застывания 217  
  жаропроизводительности и влажности топлива 93  
  жаропроизводительности и зольности 94  
  жаропроизводительности и скорости распространения пламени 94  
  жаропроизводительности и теплоты сгорания 91—93  
  коэффициентов избытка воздуха и разбавления 72  
  объемов воздуха нагретого и теоретически необходимого 112  
  объемов воздуха и продуктов сгорания 56, 73  
  объемов продуктов сгорания влажных и сухих 76  
  плотности и теплоты сгорания жидкого топлива 213, 222  
  содержания в продуктах сгорания  
     $\text{CO}_2$  и  $\text{H}_2\text{O}$  76  
     $\text{CO}_2(\text{RO}_2)$  и  $\text{O}_2$  63—65, 120, 127, 170, 176, 212, 259, 271, 274.  
     $\text{CO}$  и  $\text{H}_2 + \text{CH}_4$  230  
  температуры горения расчетной и калориметрической 107  
  температуры горения калориметрической и жаропроизводительности 106  
  теплоемкости продуктов сгорания при различных температурах 83  
  теплоемкости воздуха и продуктов сгорания 83  
  теплосодержания воздуха и продуктов сгорания 109  
  теплоты сгорания высшей и низшей 33, 243, 319, 320  
  теплоты сгорания топлива и объема воздуха, необходимого для сгорания 88  
  теплоты сгорания топлива и объема продуктов сгорания 89  
Спекаемость 189  
Сушильные установки 299  
**Температура воспламенения** 218  
Температура вспышки 215, 218  
Температура горения  
  антрацита 97, 156, 176  
  бензина 208  
  бурого угля 133, 141, 143, 149  
  ваграночного газа 291  
  водяного газа 251  
  генераторного газа 251  
  доменного газа 251  
  дров 119  
  калориметрическая 99  
  каменного угля 156  
  керосина 297  
  коксового газа 297  
  мазута 222  
  нефтезаводских газов 276  
  нефтепромыслового газа 251, 270  
  обозначения 98  
  полуантрацита 156  
  полукокса 187  
  полукоксового газа 251  
  природного газа 254, 259  
  расчетная 107  
  сжиженного газа 274  
  сланца 181, 182  
  смолы 230  
  теоретическая 101  
  торфа 125  
  углеводородов 90, 92, 106  
Температура застывания 215, 217  
Тепловой баланс  
  брикетной установки 185  
  котлов 267, 318  
  печей 122, 232, 317  
  процесса горения 99  
  сушильных установок 317  
Теплоемкость  
  антрацита 85  
  воздуха 79, 81  
  газов 79, 80  
  золы 85  
  мазута 85  
  обозначения 77  
  продуктов сгорания 78—79, 81, 84  
  сланца 85  
  соотношение при различных температурах 83  
  топлива жидкого 85  
  торфа 85  
  угля 85  
Теплота диссоциации 103—105  
Теплота образования углеводородов 38  
Теплота разрыва связей 36—37, 241  
Теплота сгорания  
  алканов 34, 38, 91, 199—200, 239  
  алкенов 35, 38, 91, 200, 239—240  
  алкинов 36, 91, 239  
  антрацита 175  
  ароматических углеводородов 35, 91, 200  
  бензина 33, 297  
  бурого угля 33, 137, 141—149  
  влияние  
    балласта 40, 93, 181, 245, 282  
    влаги 40—41, 93  
    золы 41, 181  
    кислорода 39—40  
  водорода  
    атомарного 34  
    молекулярного 16, 33, 89, 243  
    в жидком и твердом топливе 17, 89  
  водяного газа 251  
  высшая 33, 235, 243, 299, 319—321  
  генераторного газа 251, 279  
  горючей массы твердого топлива 40  
  доменного газа 251, 280

дров 40  
каменного угля 137, 160—168.  
керосина 33, 297  
кислот органических 92  
кокса 190  
коксового газа 251, 278  
мазута 215, 222, 223  
метана 38, 235  
нефтезаводских газов 276  
нефтепродуктов 33, 213, 215, 222—223  
нефтепромысловых газов 251, 270  
низшая 33, 43, 45, 235, 243  
определение 45  
органической массы твердого топлива 39  
подсчет 41, 44—45  
полуантрацита 174  
полукокса 187  
полукоксового газа 251, 278  
понятие 14  
природного газа 33, 45, 254, 318  
сероводорода 248  
сернистого колчедана 23  
серы 23  
сланцев 182  
смоли 200  
соотношение высшей и низшей 33, 243, 320  
топлива  
газообразного 297  
жидкого 33, 297  
твердого 33, 297  
торфа 125  
углеводородов 37  
углерода 16, 89  
цикланов 35  
Термическая переработка 185  
Токсичность газов 242  
окиси углерода 242  
Толуол 90, 208  
Топливная промышленность 5, 10, 12  
Топливный баланс (см. Баланс топливный)  
Топливо  
анализ 24, 27, 30, 216  
аналитическая масса 15  
балласт 22, 28, 31, 245  
выбор 295  
газообразное 251, 297  
гигроскопичность 117, 124, 141  
горючая масса 15, 134  
жидкое  
вязкость 215, 217  
дистиллированное 207  
для реактивных двигателей 209  
для дизелей 211  
для котлов и печей 213  
для мартеновских печей 214

жаропроизводительность 222  
плотность 213, 216, 222  
соотношение плотности и теплоты сгорания 213, 222  
температура вспышки и воспламенения 218  
теплота сгорания 222, 297  
зольность 28—29, 220  
капиталовложения 5, 10, 12, 140, 295, 303, 311, 314  
классификация 15, 136, 155, 189, 250, 297  
органическая масса 15  
основные характеристики 297  
резервное 257  
себестоимость 296, 298  
содержание  
азота 22, 245, 251  
асфальтенов 201  
балласта 29, 31, 245, 251  
влаги 31, 221  
водорода 16, 33, 239, 243, 251  
кислорода 21, 39  
минеральной массы 28—29  
сероводорода 24, 248, серы 23, 134, 141, 161—168; 175, 190, 202, 214—216, 219, 248, 252  
смол 200  
углерода 14, 16, 18  
сухая масса 15  
твердое 116, 297  
транспортировка 221, 257  
экономика 5, 11, 12, 323  
эффективность использования 11, 120, 128, 150, 169, 177, 191, 209, 212, 223, 260, 271, 275, 283, 293, 295  
Торф  
брикетирование 184  
влажность 125  
выход летучих 123  
жаропроизводительность 125—126  
зольность 123  
образование 123  
потери тепла  
вследствие неполноты сгорания 130—131  
с уходящими газами 128—130  
продукты сгорания  
коэффициент избытка воздуха  $\alpha$  127  
разбавления сухих продуктов сгорания  $h$  127  
содержание максимальное  
 $H_2O_{\max}$  76, 128

$RO_{2\max}$  127, 134  
состав 127  
энтропия  $P$  125  
сернистость 123  
состав  
зола 123  
топлива 123  
температура горения 125  
теплота сгорания 125  
теплотехнические характеристики 125  
фрезерный 124, 130  
Точка росы продуктов сгорания мазута 219  
**Углеводороды**  
границы воспламенения 248  
октановое число 208  
плотность 213, 216, 222  
теплота образования 37, 238  
теплотехнические характеристики 37, 90, 199, 239  
цетановое число 211  
Углекислота пищевая 328  
Углекислотное удобрение 327  
Углекислый газ  
диссоциация 104  
максимальное содержание в продуктах сгорания  $CO_{2\max}$   
подсчет по составу продуктов сгорания 63, 67  
подсчет по составу топлива 62  
различных видов топлива 66, 297  
теплоемкость 79  
Углерод  
Жаропроизводительность 16  
определение содержания в топливе 18  
содержание в топливе 16  
теплотехнические характеристики 16, 79, 88  
Уголь  
бурый (см. Бурый уголь)  
гумусовый 131  
добыча 139—140  
древесный 185  
запасы 140  
ископаемый  
диагностические признаки 134  
классификация 136  
стадии образования 135  
каменный (см. Каменный уголь)  
сапропелевый 131  
себестоимость 140, 145, 147, 149, 160, 166, 296, 298  
Угольная промышленность 12, 140  
Уксусно-свинцовая бумажка 249

Флюсы 23, 30, 190  
Форсунки 220, 226  
Фотосинтез 116, 328

Целлюлоза 116  
Цетан 211  
Цетановое число 211  
Цикланы 37, 90, 208  
Цистерны 221, 273

Шунгит 180

Электростанции 278, 298,  
302, 309  
Электроэнергия 303, 311  
Энерго-химическое исполь-  
зование топлива 181, 277

Этан 38, 56, 81, 90, 239,  
269  
Этилен 38, 56, 90, 239,  
276  
Эффективность использова-  
ния  
антрацита 177  
бензина 210  
бурого угля 150  
двух видов топлива 283  
дров 120  
каменного угля 169  
кокса 191  
мазута 223, 305  
нескольких видов топли-  
ва 293  
нефтезаводских газов 276

нефтепромысловых газов  
269  
природного газа 260, 305,  
309, 323, 327  
сжиженного газа 275  
топлива для дизелей 211  
торфа 128  
Эффективность применения  
контактных экономайзе-  
ров 321  
котлов-утилизаторов 308  
рекуператоров 304  
ступенчатых методов ис-  
пользования тепла про-  
дуктов сгорания 310  
327

# Оглавление

Предисловие	5
Введение	7
1. Состав и основные свойства топлива	13
Глава I. Основные характеристики топлива и методы их определения	13
Понятие о топливе	13
Основные характеристики топлива	14
Горючая масса топлива	15
Минеральная масса топлива и зола	28
Влага топлива	31
Глава II. Теплота сгорания топлива	32
Зависимость теплоты сгорания от состава топлива	32
Подсчет теплоты сгорания	41
Глава III. Расчеты горения топлива	46
Подсчет объемов воздуха и продуктов сгорания по составу твердого и жидкого топлива	46
Подсчет объемов воздуха и продуктов сгорания по составу газообразного топлива	53
Подсчет объемов воздуха и продуктов сгорания при совместном сжигании нескольких видов топлива	57
Глава IV. Сухие продукты сгорания топлива и $RO_{2max}$	60
Продукты полного сгорания	60
Продукты неполного сгорания	63
Глава V. Коэффициенты избытка воздуха и разбавления продуктов сгорания	68
Коэффициент избытка воздуха	68
Коэффициент изменения объема сухих продуктов сгорания	71
Подсчет коэффициента избытка воздуха по коэффициенту разбавления продуктов сгорания	72
Глава VI. Влажные продукты сгорания топлива	75
Глава VII. Теплоемкость продуктов сгорания топлива	77
Теплоемкость мольная, массовая и объемная	77
Теплоемкость продуктов полного сгорания в стехиометрическом объеме воздуха	78
Теплоемкость реальных продуктов сгорания	84
Теплоемкость топлива	85
Глава VIII. Жаропроизводительность топлива	86
Значение жаропроизводительности топлива	86
Жаропроизводительность горючих компонентов топлива	88

	Жаропродуктивность рабочей массы топлива	92
	Определение жаропродуктивности топлива	95
Глава IX.	<b>Калориметрическая, теоретическая и расчетная температуры горения</b>	98
	Температура горения	98
	Определение калориметрической температуры горения	99
	Определение теоретической температуры горения	101
	Определение расчетной температуры горения	107
Глава X.	<b>Физическое тепло продуктов сгорания и потери тепла с уходящими газами и вследствие неполноты сгорания</b>	108
	Подсчет физического тепла продуктов сгорания и потерь тепла с уходящими газами на основе теплоты сгорания топлива	108
	Подсчет физического тепла продуктов сгорания и потерь тепла с уходящими газами на основе жаропродуктивности топлива	110
	Подсчет потерь тепла вследствие химической неполноты горения на основе теплоты сгорания топлива	113
	Подсчет потерь тепла вследствие химической неполноты горения на основе обобщенных констант	114
	Потери тепла вследствие механической неполноты горения	114
	<b>2. Твердое топливо</b>	116
Глава XI.	<b>Дрова и горючие отходы</b>	116
	Состав древесины	116
	Ресурсы дров и их роль в топливном балансе	117
	Теплотехническая характеристика дров	118
	Состав продуктов сгорания дров	119
	Определение эффективности использования дров	121
	Горючие отходы	122
Глава XII.	<b>Торф</b>	123
	Состав торфа	123
	Ресурсы торфа и его роль в топливном балансе	124
	Теплотехническая характеристика торфа	125
	Состав продуктов сгорания торфа	127
	Определение эффективности использования торфа	128
Глава XIII.	<b>Ископаемые угли</b>	131
	Состав углей	131
	Классификация углей	136
	Роль угля в топливном балансе	139
Глава XIV.	<b>Бурые угли</b>	141
	Бурые угли марки Б1	141
	Бурые угли марки Б2	143
	Бурые угли марки Б3	149
	Определение эффективности использования бурых углей	151
Глава XV.	<b>Каменные угли</b>	155
	Классификация каменных углей	155
	Каменные угли СССР	158
	Определение эффективности использования каменных углей	169

Глава XVI. Антрацит и полуантрацит	173
Глава XVII. Горючие сланцы	180
Глава XVIII. Искусственное твердое топливо	183
Брикетиrowание твердого топлива	183
Термическая переработка твердого топлива	185
Определение эффективности использования искусственного твердого топлива	191
3. Жидкое топливо	192
Глава XIX. Нефть	192
Развитие нефтяной промышленности	192
Состав нефти	198
Переработка нефти	202
Процессы облагораживания и очистки нефтепродуктов	205
Битуминозные пески и песчаники	206
Глава XX. Жидкое дистиллированное топливо	207
Топливо для поршневых двигателей с искровым зажиганием	207
Топливо для реактивных двигателей	209
Топливо для дизелей	241
Теплота сгорания жидкого топлива	243
Глава XXI. Мазут	243
4. Газообразное топливо	234
Глава XXII. Состав и свойства газообразного топлива	234
Основные характеристики газообразного топлива	234
Горючие компоненты газообразного топлива	235
Негорючие газы	245
Вредные газы	248
Классификация газообразного топлива	250
Глава XXIII. Природный газ	251
Состав и свойства природного газа	252
Запасы природного газа в СССР	256
Теплотехнические характеристики природных газов	258
Глава XXIV. Определение эффективности использования природного газа	260
Определение физического тепла продуктов сгорания природного газа	261
Определение потерь тепла с уходящими газами	261
Определение потерь тепла вследствие химической неполноты сгорания	265
Определение коэффициента использования природного газа	266
Определение коэффициента полезного действия котлов, работающих на природном газе	266
Тепловые балансы котлов, работающих на природном газе	267
Глава XXV. Нефтепромысловые, сжиженные и нефтезаводские газы	268
Нефтепромысловые газы	268
Сжиженные газы	273
Нефтезаводские газы	276
	357

Глава XXVI. Искусственные газы из твердого топлива	277
Газы сухой перегонки твердого топлива	277
Газы безостаточной газификации твердого топлива	279
5. Определение эффективности работы топлива использующих установок	283
Глава XXVII. Определение эффективности работы установок при совместном сжигании двух видов топлива	283
Глава XXVIII. Определение эффективности работы установок при совместном сжигании нескольких видов топлива	293
6. Пути повышения эффективности использования топлива	295
Глава XXIX. Выбор топлива	295
Глава XXX. Определение эффективности рекуперации тепла в печах	304
Глава XXXI. Повышение эффективности использования топлива в технологических процессах при установке котлов-утилизаторов	308
Глава XXXII. Повышение эффективности применения топлива путем комплексного (ступенчатого) использования тепла продуктов сгорания	309
Сущность метода комплексного (ступенчатого) использования тепла	310
Определение эффективности ступенчатого использования тепла продуктов сгорания	317
Теплотехнические расчеты при конденсации водяного пара, содержащегося в продуктах сгорания	317
Глава XXXIII. Определение эффективности использования топлива при работе на воздухе, обогащенном кислородом	323
Подсчет располагаемого тепла продуктов сгорания	323
Подсчет потерь тепла вследствие химической неполноты сгорания	324
Подсчет коэффициента расхода воздуха	324
Подсчет величины $CO_{2max}$ и содержания кислорода в обогащенном воздухе по составу продуктов полного сгорания	326
Глава XXXIV. Повышение эффективности использования топлива путем применения продуктов сгорания в качестве инертных и углекислотусодержащих газов	327
Заключение	333
Литература	335
Приложение. Основные обозначения и формулы	341
Основные условные обозначения	341
1. Теплотехнические характеристики топлива	341
2. Топливо твердое и жидкое	342
3. Топливо газообразное	342
4. Продукты сгорания (дымовые газы)	342
Основные формулы	343
Предметный указатель	347



**Марк Борисович Равич**

**Топливо и эффективность  
его использования**

Утверждено к печати Всесоюзным институтом  
научной и технической информации

Редактор **А. И. Кудашев**

Художник **А. Я. Михайлов**

Технические редакторы **Т. В. Полякова,**  
**Ю. В. Рылина**

Сдано в набор 26/VI 1970 г.

Подписано к печати 24/XII 1970 г.

Формат 70×108<sup>1</sup>/<sub>16</sub>. Усл. печ. л. 30,8. Уч.-изд. л. 31,1

Тираж 13200 экз. Т-20111. Тип. зак. 1090.

Бумага № 1. Цена 2 р. 36.

Издательство «Наука».

Москва К-62, Подсосенский пер., 21

2-я типография издательства «Наука».

Москва Г-99, Шубинский пер., 10

# ОПЕЧАТКИ И ИСПРАВЛЕНИЯ

Страница	Сторона	Напечатано	Должно быть
55	3 св.	$2\text{C}_2\text{H}_2$	$2\text{C}_2\text{H}_2$
63	12 св.	(IV. 2)	(IV. 4)
107	8 св.	IX	VII
117	1 св.	1,50%	51,0%
163	Табл. 62 (головка)	Куугесшкое	Куу-Чекиновское
	Табл. 72,	$\text{C}^p$	$\text{O}^p$
	1-я гр.,		
182	12 св.	$\text{O}^p$	$\text{C}^p$
	То же,		
	14 св.		
264	Табл. 101,	$\text{N}_2$	$\text{O}_2$
	1-я гр.,		
	3 св.		
345	4 и 5 св.	$V_{\text{N}_2}$	$V_{\text{N}_2}^p$
358	4 св.	топлива использующих	топливоиспользующих

М. В. Равич