

М.Б.Равич

***Упрощенная методика
теплотехнических
расчетов***

Издание пятое

Энергетический институт
им. Кржижановского
"Наука"

1966

Марк Борисович Равич

**Упрощенная методика
теплотехнических расчетов**

*Энергетический институт
им. Кржижановского*

**«Наука»
1966 г.**

ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛАГАЕМОЙ МЕТОДИКИ

УПРОЩЕННАЯ методика теплотехнических расчетов.

М.Б.Равич, М. "Наука". Издание пятое. 1966.

(без предисловий к предыдущим изданиям)

ЖАРОПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ ТОПЛИВА

Понятие о жаропроизводительности. Д. И. Менделеев в своих работах, посвященных вопросам научно обоснованного использования топлива, большое значение придавал достижению высоких температур при сжигании топлива. В статье «Горючие материалы», написанной для энциклопедического словаря, Менделеев, рассматривая различные свойства топлива, 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 мерой его относительного достоинства». Он отмечал, что в «большинстве крупнейших применений топлива» 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° , 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» [8].

В «Основах фабрично-заводской промышленности» (1897) 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» [4].

«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 подлежащих 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 жаропроизводительностью топлива.

Его называют иногда пирометрической способностью топлива. Составив новое слово «жаропроизводительность», я хотел удовлетворить условиям языка и сделать название сразу удобопонятным» [4].

Жаропроизводительность или жаропроизводительную способность топлива иногда называют также калориметрической температурой горения в отличие от теоретической температуры горения ($t_{\text{теор}}$), при подсчете которой учитывается эндотермический процесс диссоциации при высокой температуре двуокиси углерода и водяного пара, образующихся при сгорании топлива, на CO , H_2 и O_2 .

При подсчете теоретической температуры горения, превышающей 2000° , приходится считать также с диссоциацией водяного пара на OH и H и диссоциацией молекулярного водорода и кислорода, с образованием атомов O и H .

Жаропроизводительность топлива $t_{\text{макс}}$ прямо пропорциональна его теплотворной способности и обратно пропорциональна расходу тепла на нагрев продуктов сгорания до температуры $t_{\text{макс}}$, т. е. обратно пропорциональна произведению объема продуктов сгорания на их средневзвешенную теплоемкость от 0° до $t_{\text{макс}}$.

В соответствии с этим жаропроизводительность топлива $t_{\text{макс}}$ может быть подсчитана по формуле

$$t_{\text{макс}} = \frac{Q_{\text{H}}^{\text{p}}}{V \cdot C_{0 \rightarrow t_{\text{макс}}}}, \quad (26)$$

где

Q_{H}^{p} — низшая теплотворная способность в ккал/кг твердого и жидкого топлива или в ккал/нм^3 газообразного;

V — объем продуктов полного горения топлива в теоретически необходимом для горения объеме воздуха в $\text{нм}^3/\text{кг}$ твердого и жидкого топлива или $\text{нм}^3/\text{нм}^3$ газообразного топлива;

$C_{0 \rightarrow t_{\text{макс}}}$ — средневзвешенная объемная теплоемкость продуктов горения при постоянном давлении в интервале температур от 0° до $t_{\text{макс}}$, $\text{ккал/нм}^3 \text{ } ^\circ\text{C}$, которая, как известно, определяется из соотношений

$$C_{0 \rightarrow t_{\text{макс}}} = \frac{\sum C_i V_i}{V}, \quad (27)$$

$$C_i = \frac{\int_{t_0}^{t_{\text{макс}}} C_i(t) dt}{t_{\text{макс}} - t_0},$$

где

$C_i(t)$ — значение теплоемкости i -той компоненты при температуре t , а V_i — объем в нм^3 i -той компоненты в общем объеме V нм^3 продуктов горения.

Продукты полного сгорания топлива в теоретически необходимом для горения объеме воздуха состоят из двуокиси углерода, сернистого газа, водяного пара и азота.

Следовательно, жаропроизводительность топлива

$$t_{\text{макс}} = \frac{Q_{\text{H}}^{\text{p}}}{V_{\text{CO}_2} \cdot C_{\text{CO}_2} + V_{\text{SO}_2} \cdot C_{\text{SO}_2} + V_{\text{H}_2\text{O}} \cdot C_{\text{H}_2\text{O}} + V_{\text{N}_2} \cdot C_{\text{N}_2}}, \quad (28)$$

где

V_{CO_2} , V_{SO_2} , $V_{\text{H}_2\text{O}}$, V_{N_2} — соответственно объемы двуокиси углерода, сернистого газа, водяного пара и азота в $\text{нм}^3/\text{кг}$ твердого и жидкого топлива или $\text{нм}^3/\text{нм}^3$ газообразного топлива;

C_{CO_2} , C_{SO_2} , $C_{\text{H}_2\text{O}}$, C_{N_2} — средние объемные теплоемкости перечисленных газов в $\text{ккал/нм}^3 \text{ } ^\circ\text{C}$ в температурном интервале от 0° до $t_{\text{макс}}$.

В большинстве случаев объем SO_2 , как правило, незначителен по сравнению с объемами других газов. Поэтому его не подсчитывают отдельно и в формулу вводит суммарный объем CO_2 и SO_2 , обозначаемый RO_2 . Тогда формула для подсчета $t_{\text{макс}}$ приобретает следующий вид:

$$t_{\text{макс}} = \frac{Q_{\text{н}}^{\text{р}}}{V_{\text{RO}_2} \cdot C_{\text{RO}_2} + V_{\text{H}_2\text{O}} \cdot C_{\text{H}_2\text{O}} + V_{\text{N}_2} \cdot C_{\text{N}_2}} \quad (29)$$

При этом теплоемкость RO_2 принимают обычно равной теплоемкости CO_2 .

Погрешность, допускаемая при подсчете жаропроизводительности по формуле (29), невелика ¹ вследствие малой разности в объемных теплоемкостях CO_2 и SO_2 и незначительного в большинстве случаев объема SO_2 по сравнению с объемом CO_2 .

В «Основах фабрично-заводской промышленности» Д. И. Менделеев привел весьма важное сопоставление теплотворной способности топлива и теоретически необходимого для горения количества воздуха.

Сопоставляя теплотворные способности 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».

Однако Менделеев отвергает правомерность принимать для водорода, содержащегося в твердом и жидком топливе, теплотворную способность равной 34 500 ккал/кг, как это принято в формулах Дюлонга и других, справедливо указывая, что данная теплотворная способность верна лишь для газообразного молекулярного водорода.

Для высшей теплотворной способности водорода, входящего в состав твердого и жидкого топлива, Менделеев считал правильным принять значение не 34 500, а 30 000 ккал/кг и ввел его в свою формулу для подсчета теплотворной способности топлива, доложенную в 1897 г. Русскому физико-химическому обществу и получившую широкое применение в теплотехнике [9]:

$$Q_{\text{в}} = 81C + 300H - 26(O - S);$$

$$Q_{\text{н}} = 81C + 300H - 26(O - S) - 6(W + 9H).$$

Подсчитывая далее теплотворную способность водорода, содержащегося в твердом и жидком топливе, и клетчатки, с учетом образования при их сгорании не воды, а водяного пара, Менделеев получил значение низшей теплотворной способности: для водорода ~24 500 ккал/кг и для клетчатки 3857 ккал/кг. Тогда на одну часть кислорода, израсходованного для горения, выделяется при сжигании углерода 3034 ккал, клетчатки 3257 ккал и водорода 3065 ккал. В среднем Менделеев считал возможным принять при сжигании твердого топлива и образовании газообразных продуктов горения 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 нм³.

Следовательно, объем теоретически необходимого для горения воздуха V_0 равен $Q_{\text{н}}^{\text{р}} : 900$, или

$$\frac{Q_{\text{н}}^{\text{р}}}{V_0} = 900 \text{ ккал/нм}^3, \quad (30)$$

где

$Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ — низшая теплотворная способность рабочего топлива.

¹ Так, от 0 до 1000° теплоемкость CO_2 0,526 ккал/нм³ °С, а SO_2 0,534 ккал/нм³ °С.

Ученик Д. И. Менделеева, впоследствии академик, Д. П. Коновалов, уточнил соотношение между теоретическим расходом кислорода на горение и теплотворной способностью дров, торфа, каменных углей и нефти и получил следующие значения: для дров $Q_n^p = 3250 \cdot qO_2$; для торфа $Q_n^p = 3150 \cdot qO_2$; для каменных углей и нефти $Q_n^p = 3050 \cdot qO_2$, где Q_n^p — низшая теплотворная способность рабочего топлива в ккал/кг; qO_2 — теоретически необходимый расход кислорода в килограммах на горение 1 кг рабочего топлива.

Установленное Д. И. Менделеевым и Д. П. Коноваловым сравнительно небольшое различие в отношениях теплотворной способности различных видов топлива к теоретически необходимому для их горения объему воздуха указывает на то, что отношение теплотворной способности различных видов топлива к теоретическому объему продуктов горения также сравнительно близко вследствие того, что объемы воздуха, расходуемого на горение, и объемы получаемых продуктов горения для углерода равны между собой, а для большинства видов топлива сравнительно мало отличаются друг от друга, как это видно из цифр, приведенных в табл. 1.

Т а б л и ц а 1

Теоретические объемы воздуха и продуктов горения

Топливо	Объем теоретически необходимого для горения воздуха, лм ³ /кг топлива	Объем продуктов горения при сжигании топлива в теоретическом объеме воздуха, лм ³ /кг топлива
Углерод	8,9	8,9
Антрацит	6—7	6,2—7,2
Каменные угли	5,5—7,5	6—8
Торф (при W^p 40—50%)	2,5—3	3,4—3,8
Дрова (при W^p 40%) . .	2,8	3,7
Мазут	10,3	11

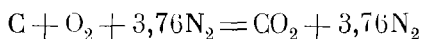
Далее, так как различия в объемных теплоемкостях продуктов горения различных видов топлива, получаемых при сжигании в теоретически необходимом объеме воздуха, также невелики, то, следовательно, и жаропроизводительности, т. е. отношения теплотворной способности топлива к теоретическому объему продуктов горения, умноженному на их теплоемкость, сравнительно близки, во всяком случае для топлива с малым содержанием балласта, переходящего в продукты горения, т. е. влаги у твердого топлива, азота и двуокиси углерода у газообразного.

Рассмотрим более подробно вопрос о жаропроизводительности горючих компонентов различных видов топлива.

Жаропроизводительность углерода. Углерод является, как известно, основным горючим компонентом топлива. Содержание углерода в горючей массе различных видов топлива характеризуется следующими цифрами: дрова около 50%; торф около 60%; сланцы 60—70%; бурые угли 60—80%; природный газ около 75%; каменные угли 75—90%; бензин около 85%; керосин, соляровое масло, дизельное топливо около 86%; мазут до 88%; бензол около 92%; антрацит ~92—98%.

Теплотворную способность 1 кг-атома углерода в виде графита принимают в настоящее время равной около 94 000 ккал [10], что соответствует теплотворной способности около 7830 ккал/кг углерода.

При сжигании углерода в абсолютно сухом воздухе по уравнению



на каждый килограмм углерода образуется $1,87 \text{ нм}^3$ двуокиси углерода и $7,03 \text{ нм}^3$ азота. Отсюда жаропроизводительность углерода, подсчитанная по формуле (29), равна 2175°C .

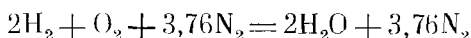
При сжигании углерода во влажном воздухе с содержанием одного весового процента влаги, как это принято считать в теплотехнических расчетах, жаропроизводительность углерода равна около 2145° .

Если принять, по Менделееву, теплотворную способность 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° .

Жаропроизводительность водорода. Вторым по значению горючим компонентом топлива является водород. Содержание водорода в горючей массе топлива колеблется от долей процента до 25% по весу и характеризуется следующими цифрами: кокс 0,3—1%, антрацит 1—3%, каменные и бурые угли 4—6%, торф около 6%, горючие сланцы 7—10%, бензол около 8%, мазут 11—12%, соляровое масло около 13%, керосин около 14%, бензин около 15%, сжиженные газы около 18%, природный газ около 25%.

Теплотворная способность Q_n (низшая) газообразного молекулярного водорода равна $57\,740 \text{ ккал/кг}$, или $28\,640 \text{ ккал/кг}$, или 2576 ккал/нм^3 [11].

При сгорании 1 нм^3 водорода в сухом воздухе согласно уравнению



образуются продукты горения, состоящие из 1 нм^3 водяного пара и $1,88 \text{ нм}^3$ азота.

Жаропроизводительность водорода при сжигании в сухом воздухе 2235° ; при сжигании в воздухе, содержащем 1% влаги, жаропроизводительность водорода около 2200° .

Таким образом, несмотря на большое различие в теплотворной способности, жаропроизводительности углерода и газообразного молекулярного водорода весьма близки.

Закономерность этого положения отчетливо выявляется при сопоставлении отношений теплотворных способностей и объемов продуктов горения углерода и водорода в теоретически необходимом количестве воздуха (табл. 2).

Таблица 2

Отношение теплотворных способностей и теоретических объемов продуктов горения

Топливо	Теплотворная способность	$\frac{Q \text{ углерода}}{Q_n \text{ водорода}}$	Объем продуктов горения V	$\frac{V \text{ углерода}}{V \text{ водорода}}$
Углерод (графит)	$Q \text{ углерода} = 81000 \text{ ккал/кг-атом}$	1,64	$V \text{ углерода} = 106,8 \text{ нм}^3/\text{кг-атом}$	1,65
Водород	$Q_n \text{ водорода} = 57740 \text{ ккал/моль}$		$V \text{ водорода} = 64,5 \text{ нм}^3/\text{кг-мол}$	

Теплотворная способность 1 кг-атома углерода превышает теплотворную способность (низшую) 1 кг/мол газообразного водорода в 1,64 раза, а теоретический объем продуктов горения 1 кг-атома углерода почти во столько же раз превышает объем продуктов горения 1 кг-мол водорода (в 1,65 раза). Отсюда ясно, что с учетом близкой объемной теплоемкости

продуктов горения углерода и водорода в теоретически необходимом объеме воздуха жаропроизводительности углерода и газообразного водорода мало отличаются, несмотря на большое различие в теплотворной способности углерода и водорода.

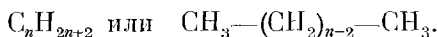
Как отмечалось выше, Д. И. Менделеев показал неправомочность принятого в формулах Дюлонга, Бунте и других допущения о том, что теплотворная способность водорода, входящего в состав твердого и жидкого топлива, равна теплотворной способности газообразного водорода, т. е. около 34 000 ккал/кг высшая и около 29 000 ккал/кг низшая, и установил, что высшую теплотворную способность водорода, входящего в состав твердого и жидкого топлива, следует признать равной около 30 000 ккал/кг и низшую — около 24 600 ккал/кг. При этом Д. И. Менделеев, несомненно, имел в виду расход тепла на разрыв внутримолекулярных связей в молекулах топлива. Так, критикуя формулу Дюлонга, он писал: «Главным же возражением против общей применимости указанной формулы к выражениям отношения между составом и теплотворностью топлива служит то, что она представляет топливо как механическую смесь горючих — углей¹ и водорода и негорючих — 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» [1].

Д. И. Менделеев подсчитал жаропроизводительность водорода с высшей теплотворной способностью 30 000 ккал/кг и указал, что «если бы существовал твердый водород (Q около 30 000), то и он, сгорая в воздухе, дал бы низшую температуру, чем уголь²».

Если бы высшая теплотворная способность водорода равнялась 30 000 ккал/кг и низшая теплотворная способность 24 600 ккал/кг, то жаропроизводительность водорода, подсчитанная по современным значениям теплоемкости продуктов горения, равнялась бы около 1945° при сжигании в сухом воздухе и ~1915° при сжигании во влажном воздухе, содержащем 1% H_2O (по весу).

Жаропроизводительность углеводородов. Углеводороды, т. е. соединения, состоящие из углерода и водорода, входят в состав многих видов топлива. Наибольшее значение имеют следующие углеводороды.

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

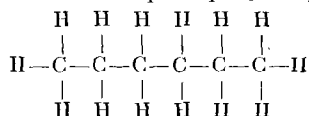


Наиболее легкий углеводород — метан CH_4 — входит в состав большинства технических газов и является основным компонентом сухих природных газов: саратовского, дашавского, ставропольского, шебелинского и др.

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

Алканы с большим молекулярным весом входят в состав различных видов жидкого топлива.

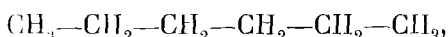
В молекулах насыщенных углеводородов имеются следующие связи между атомами: $C-H$ и $C-C$; например, у нормального гексана C_6H_{14}



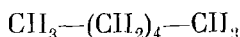
¹ Углерода.

² Углерод.

или



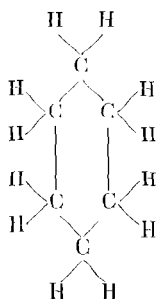
или



5 связей $\text{C}-\text{C}$ и 14 связей $\text{C}-\text{H}$.

2. Цикланы — насыщенные углеводороды циклического строения. Общая формула цикланов C_nH_{2n} .

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



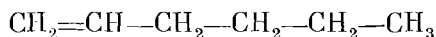
6 связей $\text{C}-\text{C}$ и 12 связей $\text{C}-\text{H}$.

3. Алкены — непредельные моноолефиновые углеводороды. Общая формула C_nH_{2n} .

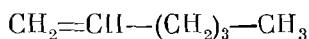
Наиболее легкий углеводород этого гомологического ряда — этилен — содержится в коксовом, полукоксовом и нефтезаводских газах.

Значительное количество алкенов содержится в жидком топливе, получаемом путем переработки нефти.

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

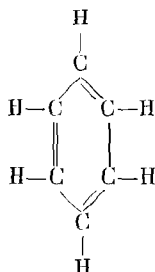


или



одна двойная связь $\text{C}=\text{C}$, 4 одинарные связи $\text{C}-\text{C}$ и 12 связей $\text{C}-\text{H}$.

4. Ароматические углеводороды — ненасыщенные углеводороды циклического строения. Связи между атомами: $\text{C}-\text{H}$, $\text{C}-\text{C}$ и двойные $\text{C}=\text{C}$. Общая формула ароматических углеводородов $\text{C}_n\text{H}_{2n-6}$; например, бензол C_6H_6



Ароматические углеводороды содержатся преимущественно в жидком топливе.

5. Алкины — непредельные углеводороды алифатического строения с тройной связью $\text{C}\equiv\text{C}$. Общая формула алкинов $\text{C}_n\text{H}_{2n-2}$. Наибольшее значение из углеводородов этого класса имеет ацетилен $\text{HC}\equiv\text{CH}$.

Связи между атомами у алкинов: $\text{H}-\text{C}$, $\text{C}-\text{C}$ и $\text{C}\equiv\text{C}$.

На теплотворной способности и жаропроизводительности углеводородов сильно сказывается энергия разрыва связей между атомами в молекуле. Теплота разрыва связи $\text{H}-\text{H}$ с образованием атомарного водорода около 103 тыс. ккал/моль.

В табл. 3 приведены данные о теплотах разрыва связей в углеводородах по Я. К. Сыркину и М. Е. Дяткиной [12] и по Л. Паулингу [13] (тыс. ккал/моль).

Таблица 3

Теплота разрыва связей

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

Данные по теплотам разрывов связей между атомами, подсчитанные Я. К. Сыркиным и М. Е. Дяткиной, приводит с некоторыми округлениями в своем курсе «Химической термодинамики» также М. Х. Карапетянц [14] (тыс. ккал/моль):

$\text{H}-\text{H}$	103,2	$\text{C}-\text{C}$	62,8
$\text{C}-\text{H}$	85,6	$\text{C}=\text{C}$	101,2
		$\text{C}\equiv\text{C}$	128,2

Несовпадение теплот разрыва одних и тех же связей между атомами приводимых различными авторами объясняется тем, что еще не установлена с полной достоверностью теплота сублимации углерода. Поэтому абсолютные значения энергии связей, вычисленные с учетом тех или иных значений теплоты сублимации углерода, следует рассматривать как условные [15].

В соответствии с этим для выяснения влияния характера связей между атомами углерода в молекуле углеводородов на жаропроизводительность углеводородов целесообразно использовать не абсолютные значения энергии связей между атомами, а различия в запасе энергии, обусловленные разным характером связей между атомами в молекуле, а именно:

различие в теплотворной способности между углеводородами различного строения с равным числом атомов углерода и водорода;

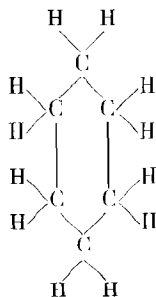
различие в теплотворной способности между углеводородами и эквивалентными им количествами углерода и водорода;

теплоту реакции гидрогенизации, т. е. присоединения водорода к ненасыщенным углеводородам по месту двойных связей, с образованием насыщенных углеводородов.

Из сопоставления теплот разрыва связей между атомами углерода в молекуле углеводородов легко усмотреть, 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 теплотворную способность и жаропроизводительность углеводородов, сопоставим два

углеводорода одинакового элементарного состава, но различного строения: этилен $\text{H}_2\text{C}=\text{CH}_2$ и циклогексан



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 ($3 \cdot \text{C}_2\text{H}_4$) 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 $\text{C}-\text{H}$ между атомами углерода и водорода и дополнительно к этому в первом случае необходимо разорвать три двойных связи $\text{C}=\text{C}$, а во втором случае шесть одинарных связей $\text{C}-\text{C}$, 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, теплотворная способность трех молей этилена должна быть выше теплотворной способности одного моля циклогексана на число килокалорий, соответствующее разности в теплотах разрыва связей между атомами в одном моле циклогексана и трех молях этилена.

Далее, так как при сгорании одного моля циклогексана и трех молей этилена в теоретических условиях образуется одинаковый объем продуктов горения, жаропроизводительность соединения, обладающего большей теплотворной способностью, т. е. этилена, должна быть выше жаропроизводительности циклогексана. И действительно, низшая теплотворная способность одного моля этилена 316 тыс. ккал, а циклогексана 882 тыс. ккал; следовательно, сумма теплотворных способностей трех молей этилена (948 тыс. ккал) на 66 тыс. ккал или 7,5% выше теплотворной способности одного моля циклогексана. В свою очередь жаропроизводительность этилена (2284°) на 6,75% выше жаропроизводительности циклогексана (2140°). С учетом возрастания теплоемкостей продуктов горения с температурой, подробно разбираемого ниже (стр. 32), различие в жаропроизводительности сопоставляемых углеводородов, выраженное в процентах, должно быть в 1,11 раза меньше различия в их теплотворных способностях, выраженного в процентах.

Нетрудно усмотреть, что с учетом указанного поправочного коэффициента соотношение различий жаропроизводительности и теплотворных способностей совпадает достаточно точно:

$$\frac{7,5}{1,11} = 6,75.$$

В связи с отмеченным выше отсутствием точных данных о теплоте сублимации углерода при обсуждении вопроса о жаропроизводитель-

ности углеводородов особенно существенно рассмотреть теплоты их образования не из атомов, а из углерода, в виде графита и молекулярного водорода.

Теплотворные способности графита и молекулярного водорода достаточно точно установлены и положены в основу ряда термохимических расчетов [40, 46].

Выше уже отмечалось, что жаропроизводительности углерода в виде графита и молекулярного газообразного водорода сравнительно мало отличаются (2175° у графита и 2235° у водорода). Если же принять теплотворную способность углерода, содержащегося в твердом и жидком топливе, равной 8100 ккал/кг , то жаропроизводительности углерода и молекулярного водорода почти точно совпадают (2240° у углерода и 2235° у водорода). Поэтому если теплота образования углеводорода из графита и молекулярного газообразного водорода близка к нулю, жаропроизводительность углеводорода должна быть близка к жаропроизводительности графита и водорода, т. е. около 2200° .

Если теплота образования углеводорода из графита и молекулярного водорода отрицательна, то обратная реакция образования из углеводорода графита и водорода является экзотермической и, следовательно, жаропроизводительность углеводорода должна быть выше сопоставляемой жаропроизводительности графита и водорода. И наконец, если теплота образования углеводорода из графита и молекулярного водорода положительна, а следовательно, теплота образования из углеводорода, водорода и графита отрицательна, то жаропроизводительность углеводорода ниже жаропроизводительности углерода и водорода.

Теплота образования углеводородов из графита и молекулярного водорода может быть подсчитана по формуле

$$Q_{\text{образ}} = Q_{\text{снпм}} - \left(nQ_{\text{с}} + \frac{m}{2} Q_{\text{н}_2} \right), \quad (31)$$

где

- $Q_{\text{образ}}$ — теплота образования углеводорода, ккал/моль ;
 $Q_{\text{снпм}}$ — низшая теплотворная способность углеводорода, ккал/моль ;
 $Q_{\text{с}}$ — теплотворная способность углерода в виде графита, ккал/кг-атом ;
 n — число атомов углерода в молекуле углеводорода;
 $Q_{\text{н}_2}$ — низшая теплотворная способность молекулярного водорода, ккал/моль ;
 m — число атомов водорода в молекуле углеводорода.

В табл. 4 указаны теплоты образования графита и молекулярного газообразного водорода из некоторых углеводородов и приведены подсчеты отношений теплот образования к теплотам горения соответствующих количеств углерода и молекулярного водорода.

Из рассмотрения табл. 4 следует:

1. Жаропроизводительность насыщенных углеводородов — алканов и цикланов — ниже жаропроизводительности углерода и водорода, так как реакция образования из алканов и цикланов углерода и молекулярного водорода эндотермическая.

2. Наиболее низкой жаропроизводительностью обладает первый член гомологического ряда алканов — метан; его теплотворная способность наиболее низка по сравнению с теплопроизводительностью эквивалентного количества графита и молекулярного водорода (теплотворная способность метана ниже на $\sim 8,5\%$ указанной теплопроизводительности).

3. Жаропроизводительность алканов с увеличением их молекулярного веса возрастает, так как различие в теплотворных способностях углеводородов и теплосодержаниях эквивалентных количеств графита и водорода уменьшается.

Теплотворные способности углеводородов и эквивалентных им количеств углерода и водорода

Углеводороды	Формула углеводородов	Низшая теплотворная способность углеводородов $Q_{\text{угл.}}$ тыс. ккал/моль	Сумма теплотворных способностей эквивалентного углеводороду количества углерода и водорода $\Sigma Q_{\text{C}+\text{H}_2}$ тыс. ккал/моль углеводорода	$Q_{\text{угл.}} - \Sigma Q_{\text{C}+\text{H}_2}$ тыс. ккал/моль углеводорода	$(Q_{\text{угл.}} - \Sigma Q_{\text{C}+\text{H}_2}) \frac{100}{\Sigma Q_{\text{C}+\text{H}_2}}$ %
Алканы					
Метан	$\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$ 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
Цикланы					
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
Пропилциклопентан	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
Пропилциклогексан	C_9H_{18}	1320,8	1368	-47,2	-3,45
Алкены					
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
Ароматические					
Бензол	C_6H_6	759,6	737,4	+22,2	+3,0
Алкины					
Ацетилен	$\text{C}_n\text{H}_{2n-2}$ 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

4. Жаропроизводительность первых членов гомологических рядов непредельных углеводородов выше жаропроизводительности углерода и водорода, так как реакции образования из них углерода и молекулярного водорода экзотермические.

5. Жаропроизводительность непредельных углеводородов снижается с увеличением молекулярного веса и становится ниже жаропроизводительности углерода и водорода.

Рассмотрим несколько примеров, иллюстрирующих справедливость приведенных выше положений.

Метан. Низшая теплотворная способность метана 191,8 тыс. ккал/моль. Теплосодержание 1 кг-атома углерода и

2 кг-мол водорода, эквивалентных 1 кг-мол метана, $94 + 2 \cdot 57,8 = 209,6$ тыс./ккал. Отсюда теплота образования из метана графита и молекулярного водорода $191,8 - 209,6 = -17,8$ тыс. ккал/моль.

Отношение теплоты образования углерода и водорода из метана к сумме теплотворных способностей углерода и водорода, образующихся из метана, равно

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

Элементарный состав метана: 75% углерода и 25% водорода. С учетом теплотворных способностей углерода (7830 ккал/кг) и водорода (28640 ккал/кг) теплосодержание углерода составляет 45% и водорода 55%.

Жаропроизводительности углерода и водорода, как указывалось выше, весьма близки: $t_{\text{макс}}$ углерода—2175° и $t_{\text{макс}}$ водорода—2235°. Принимая жаропроизводительность смеси углерода и водорода пропорциональной их теплосодержанию, подсчитываем жаропроизводительность смеси углерода и водорода в соотношении, соответствующем их образованию при разложении метана:

$$t_{\text{макс}}^{\text{см}} = 2175 \cdot 0,45 + 2235 \cdot 0,55 = 2210^{\circ}.$$

Теплотворная способность метана на 8,5% ниже теплосодержания образующихся из него углерода и водорода.

Поскольку состав и объем продуктов горения метана и эквивалентного метану количества углерода и водорода, естественно, равны, можно принять в первом приближении, что жаропроизводительность метана ниже жаропроизводительности эквивалентного метану количества углерода и водорода также на 8,5%, т. е. равна

$$2210 - 2210 \cdot \frac{8,5}{100} = 2020^{\circ}.$$

При уточнении подсчета следует учесть, что различие в жаропроизводительности меньше различия в теплосодержании продуктов горения в связи с увеличением теплоемкостей продуктов горения по мере повышения температуры. Для того чтобы оценить эту поправку, в табл. 5 сопоставлены средние объемные теплоемкости для CO_2 , H_2O и N_2 в интервале температур от 0 до 2200° и истинные объемные теплоемкости при 2200°.

Таблица 5

Истинные и средние объемные теплоемкости

Газ	Истинная объемная теплоемкость при 2200° C_p , ккал/м³ град	Средняя объемная теплоемкость от 0 до 2200° C_{pm} , ккал/м³ град	$\frac{C_p}{C_{pm}}$
CO_2	0,6491	0,5848	1,11
H_2O	0,5747	0,4779	1,20
N_2	0,3880	0,3371	1,08

Для продуктов горения углерода в теоретически необходимом объеме воздуха ($\text{CO}_2 + 3,76 \text{N}_2$) отношение $\frac{C_p}{C_{pm}}$ равно 1,10; для продуктов горения водорода ($\text{H}_2\text{O} + 1,88 \text{N}_2$) — соответственно 1,13. Для продуктов горения метана ($\text{CO}_2 + 2\text{H}_2\text{O} + 7,5 \text{N}_2$) указанное отношение равно около 1,12; для продуктов горения этана ($2\text{CO}_2 + 3\text{H}_2\text{O} + 13,2 \text{N}_2$) — около 1,11; про-

пана ($3\text{CO}_2 + 4\text{H}_2\text{O} + 18,8\text{N}_2$) — около 1,11; этилена ($2\text{CO}_2 + 2\text{H}_2\text{O} + 11,3\text{N}_2$) и других алкенов — около 1,11.

На основании изложенного отношение истинной объемной теплоемкости при 2200° и близкой к ней средней объемной теплоемкости, в температурном интервале $2200 \pm 200^\circ$, к средней объемной теплоемкости, в интервале температур от 0 до 2200° , для продуктов горения углеводов в воздухе может быть принято равным 1,11.

Жаропроизводительность метана, вычисленная по жаропроизводительности углерода и водорода, с учетом указанной поправки на отношение теплоемкостей продуктов горения 1,11 равна

$$t_{\text{макс}}^{\text{СП}} = 2210 - 2210 \frac{0,085}{1,11} = 2040^\circ.$$

Жаропроизводительность метана, подсчитанная по данным о его теплотворной способности, объеме и теплоемкостях продуктов горения по формуле (29), равна 2043° .

Э т а н C_2H_6 . Низшая теплотворная способность этана 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 теплотворных способностей, образующихся из этана углерода и водорода, равно

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

Элементарный состав этана: 80% углерода и 20% водорода. Теплосодержание углерода составляет 52,5% и водорода 47,5%.

Жаропроизводительность углерода и водорода в указанном соотношении равна

$$2175 \cdot 0,525 + 2235 \cdot 0,475 = 2200^\circ.$$

Жаропроизводительность этана, подсчитанная исходя из различия в теплотворной способности этана и теплосодержаниях эквивалентных ему количеств углерода и водорода, равна

$$t_{\text{макс}}^{\text{С}_2\text{H}_6} = 2200 - \frac{0,055 \cdot 2200}{1,11} = 2090^\circ.$$

Жаропроизводительность этана, подсчитанная по формуле (29), исходя из его теплотворной способности, объема и теплоемкости продуктов горения, равна 2097° .

Пр о п а н C_3H_8 . Низшая теплотворная способность пропана 488,7 тыс. ккал/моль. Сумма теплотворных способностей 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 теплотворных способностей образующихся углерода и водорода равно

$$\frac{-24,5 \cdot 100}{513,2} = -4,80\%.$$

Элементарный состав пропана: 82% углерода и 18% водорода. Тепло-содержание углерода составляет 55,5% и водорода и 44,5%. Жаропродуци-тельность углерода и водорода в указанном соотношении равна

$$2175 \cdot 0,555 + 2235 \cdot 0,445 = 2200.$$

Отсюда жаропродуцительность пропана

$$t_{\text{макс}}^{\text{C}_3\text{H}_8} = 2200 - \frac{2200 \cdot 0,048}{1,11} = 2105^\circ.$$

Жаропродуцительность пропана, подсчитанная исходя из его тепло-творной способности, объема и теплоемкости продуктов горения, равна 2110° .

Э т и л е н (этен) C_2H_4 . Низшая теплотворная способность этилена 316,3 тыс. ккал/моль. Сумма теплотворных способностей, эквивалентных одному молю этилена 2 кг-атомов углерода и 2 кг-мол 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 теплотворных способностей, образующихся из этилена углерода и водорода, равно

$$\frac{12,7 \cdot 100}{303,6} = 4,20\%.$$

Элементарный состав этилена: 86% углерода и 14% водорода. Тепло-содержание углерода 63% и водорода 37%. Жаропродуцительность угле-рода и водорода в указанном соотношении около 2200° . Отсюда жаро-продуцительность этилена

$$t_{\text{макс}}^{\text{C}_2\text{H}_4} = 2200 + \frac{2200 \cdot 0,042}{1,11} = 2283^\circ.$$

Жаропродуцительность этилена, подсчитанная исходя из его тепло-творной способности, объема и теплоемкости продуктов горения, равна 2284° .

П р о п и л е н (пропен) C_3H_6 . Низшая теплотворная способность пропилена 460,5 тыс. ккал/моль. Сумма теплотворных способностей, эквивалентных одному молю пропилена, 3 кг-атомов углерода и 3 кг-мол 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 теплотворных способностей равно

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

Элементарный состав пропилена, как и других алкенов C_nH_{2n} , равен элементарному составу этилена. Следовательно, жаропродуцительность

углерода и водорода в соотношении, соответствующем элементарному составу этилена, равна 2200° .

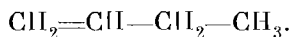
Жаропроизводительность пропилена

$$t_{\text{макс}}^{\text{C}_3\text{H}_6} = 2200 + \frac{2200 \cdot 0,0114}{1,11} = 2226^{\circ}.$$

Жаропроизводительность пропилена, подсчитанная на основе его теплотворной способности, объема и теплоемкости продуктов горения, равна 2224° .

Б у т и л е н (бутен) C_4H_8 . Выше отмечалось, что теплота разложения на углерод и молекулярный водород у первых членов соответствующих гомологических рядов неопределенных углеводородов положительная (реакция экзотермическая), а с увеличением молекулярного веса теплота разложения уменьшается и становится величиной отрицательной. Следовательно, среди неопределенных углеводородов должно быть вещество определенного молекулярного веса, теплота разложения которого на углерод и водород имеет малую величину.

В ряду неопределенных углеводородов с одной двойной связью, алкенов, таким углеводородом является бутилен:

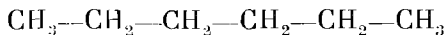


Теплота разложения 1 кг-мол бутилена на углерод и молекулярный водород равна всего лишь около 600 ккал , что составляет около 0,1 % по отношению к сумме теплотворных способностей, образующихся при разложении бутилена углерода и водорода.

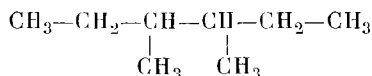
В соответствии с этим жаропроизводительность бутилена должна быть наиболее близкой к жаропроизводительности эквивалентных количеств графита и водорода, т. е. около 2200° . И действительно, жаропроизводительность бутилена, подсчитанная исходя из его теплотворной способности, объемов и теплоемкостей продуктов горения, равна 2203° .

Закономерность возрастания жаропроизводительности насыщенных углеводородов и снижения жаропроизводительности ненасыщенных углеводородов с увеличением молекулярного веса углеводородов становится очевидной при оценке жаропроизводительности метиленовой группы CH_2 , так как увеличение молекулярного веса углеводородов всех гомологических рядов можно представить как увеличение числа метиленовых групп CH_2 в молекуле.

В самом деле, замещение атома водорода в молекуле любого углеводорода метилом — CH_3 , этилом — C_2H_5 , пропилом — C_3H_7 , и т. д. в эмпирической формуле углеводорода может быть представлено в общем виде как увеличение числа метиленовых групп CH_2 , называемых в соответствии с этим гомологической разностью углеводородов. Так, например, из сопоставления гексана



с 3,4 диметилгексаном



(эмпирическая формула первого углеводорода C_6H_{14} , а второго C_8H_{18}) видно, что различие выражается в двух группах гомологической разности CH_2 .

Жаропроизводительность метиленовой группы CH_2 в углеводородах $t_{\text{макс}}^{\text{CH}_2}$ может быть подсчитана по формуле

$$t_{\text{макс}}^{\text{CH}_2} = \frac{Q'' - Q'}{\Delta V_{\text{CO}_2} \cdot C_{\text{CO}_2} + \Delta V_{\text{H}_2\text{O}} \cdot C_{\text{H}_2\text{O}} + \Delta V_{\text{N}_2} \cdot C_{\text{N}_2}},$$

где $Q'' - Q'$ — средняя разность в теплотворных способностях двух смежных углеводородов одного и того же гомологического ряда, отличающихся, следовательно, по своему составу на одну группу метиленовой разности CH_2 , ккал/нм^3 ;
 ΔV_{CO_2} , $\Delta V_{\text{H}_2\text{O}}$, ΔV_{N_2} — соответственно увеличение объемов CO_2 , H_2O и N_2 , образующихся при сгорании в теоретических условиях 1 нм^3 углеводорода, содержащего в молекуле дополнительно одну группу CH_2 , $\text{нм}^3/\text{нм}^3$ углеводорода;
 C_{CO_2} , $C_{\text{H}_2\text{O}}$, C_{N_2} — соответственно средние теплоемкости CO_2 , H_2O и N_2 от 0° до $t_{\text{макс}}$, ккал/нм^3 .

В табл. 6 приведены разности в теплотворных способностях $Q'' - Q'$ двух смежных алканов и алкенов.

Т а б л и ц а 6

Разность в теплотворных способностях смежных углеводородов

Углеводород	Формула углеводорода	Пизшая теплотворная способность углеводорода, ккал/нм^3	Разность в теплотворных способностях $Q'' - Q'$, ккал/нм^3
А л к а н ы $\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$			
Пентап	C_5H_{12}	34 900	
Бутап	C_4H_{10}	28 345	6 555
Пропап	C_3H_8	21 800	6 545
Этап	C_2H_6	15 231	6 569
Метап	CH_4	8 558	6 673
А л к е н ы C_nH_{2n}			
Пентен	C_5H_{10}	33 660	
Бутен	C_4H_8	27 120	6 540
Пропен	C_3H_6	20 550	6 570
Этен	C_2H_4	14 110	6 440

Из приведенных в табл. 6 значений $Q'' - Q'$ видно, что разность в теплотворных способностях двух смежных углеводородов одного и того же гомологического ряда, за исключением первых двух углеводородов каждого ряда, колеблется от 6540 до 6570 ккал/нм^3 , т. е. примерно на 0,5%. Среднее значение $Q'' - Q'$ равно 6556 ккал/нм^3 .

Разность в теплотворных способностях между первыми двумя предельными углеводородами, т. е. между метаном и этаном, на 117 ккал больше средней разности в теплотворных способностях, а между первыми двумя непредельными углеводородами (алкенами), т. е. между этиленом и пропиленом, на 116 ккал меньше средней разности теплотворных способностей между двумя смежными углеводородами. В соответствии с этим средняя разность в теплотворных способностях между двумя смежными углеводородами рассматриваемых гомологических рядов не меняется, если подсчет вести начиная от первого углеводорода каждого ряда.

В табл. 7 приводятся разности в теплотворных способностях двух смежных цикланов.

Средняя разность в теплотворных способностях двух смежных цикланов, начиная со второго углеводорода, равна 6564 ккал/нм^3 . Средняя разность в теплотворных способностях двух смежных ароматических углеводородов и алкипов (см. табл. 11 и 12), начиная со второго члена гомологического ряда, равна 147 тыс. ккал/моль , что составляет около 6550 ккал/нм^3 . Итак, средняя разность между теплотворными способ-

Разность в теплотворных способностях смежных цикланов

Углеводород	Формула углеводорода	Низшая теплотворная способность углеводорода, ккал/нм ³	Разность в теплотворных способностях $Q''-Q'$, ккал/нм ³
Углеводороды с пятичленным кольцом			
Циклопентан	C_5H_{10}	33 060	
Метилциклопентан	C_6H_{12}	39 520	6 460
Этилциклопентан	C_7H_{14}	46 080	6 560
Пропилциклопентан . . .	C_8H_{16}	52 630	6 550

Углеводороды с шестичленным кольцом

Циклогексан	C_6H_{12}	39 350	
Метилциклогексан	C_7H_{14}	45 790	6 440
Этилциклогексан	C_8H_{16}	52 380	6 590
Пропилциклогексан . . .	C_9H_{18}	58 930	6 550
Бутилциклогексан	$C_{10}H_{20}$	66 500	6 570

ностями двух смежных углеводородов, различающихся на одну группу гомологической разности CH_2 , у цикланов, алкинов и ароматических углеводородов отличается менее чем на 0,2% от средней разности в теплотворных способностях у двух смежных алканов и алкенов, т. е. от 6556 ккал/нм³. В соответствии с этим для определения жаропроизводительности метиленовой группы CH_2 принято указанное значение $Q''-Q'$.

При сгорании в теоретически необходимом объеме воздуха 1 нм³ углеводорода на каждую группу CH_2 , содержащуюся в углеводороде, образуется 1 нм³ двуокиси углерода, 1 нм³ водяного пара и 5,64 нм³ азота, сопутствующего израсходованному на горение кислороду воздуха:



Следовательно,

$$i_{\text{макс}}^{CH_2} = \frac{Q'' - Q'}{\Delta V_{CO_2} \cdot C_{CO_2} + \Delta V_{H_2O} \cdot C_{H_2O} + \Delta V_{N_2} \cdot C_{N_2}} = \frac{6556}{C_{CO_2} + C_{H_2O} + 5,64C_{N_2}}.$$

Отсюда методом последовательных приближений находим значение $i_{\text{макс}}^{CH_2}$ равным 2138°.

Округленно жаропроизводительность группы гомологической разности CH_2 может быть принята равной 2140°. К этой величине асимптотически приближаются жаропроизводительности углеводородов всех гомологических рядов по мере возрастания их молекулярного веса, связанного с увеличением числа метиленовых групп CH_2 в молекуле.

Поскольку жаропроизводительность первого члена гомологического ряда насыщенных углеводородов, метана, около 2040°, т. е. ниже жаропроизводительности метиленовой группы CH_2 (2138°), с увеличением молекулярного веса жаропроизводительность насыщенных углеводородов, алканов, возрастает постепенно, приближаясь к указанной величине 2138°.

Жаропроизводительность первых членов гомологических рядов ненасыщенных углеводородов выше жаропроизводительности метиленовой группы CH_2 (например, жаропроизводительность этилена = 2284°). Поэтому с увеличением молекулярного веса и возрастанием числа метиленовых групп CH_2 в молекуле ненасыщенных углеводородов их жаропроизводительность снижается, приближаясь к той же жаропроизводительности метиленовой группы CH_2 , т. е. к 2138°.

Зависимость жаропродуцительности углеводородов различных гомологических рядов от их молекулярного веса иллюстрируют кривые, приведенные на рис. 1. По оси абсцисс отложено число атомов углерода в молекуле — n , а по оси ординат — жаропродуцительность углеводородов в парообразном состоянии.

Из рассмотрения приведенных кривых видно, что жаропродуцительность всех насыщенных циклических углеводородов — цикланов (C_nH_{2n}), состоящих из метиленовых групп CH_2 , от циклопентана C_5H_{10} до циклогексилтетрадекана $C_{20}H_{40}$ около $2140 \pm 10^\circ$, т. е. близка к жаропродуцительности метиленовой группы CH_2 (2138°).

Жаропродуцительность насыщенных углеводородов алифатического строения (алканов) возрастает с повышением молекулярного веса от 2043° (метан CH_4) до 2132° (эйкозан $C_{20}H_{42}$).

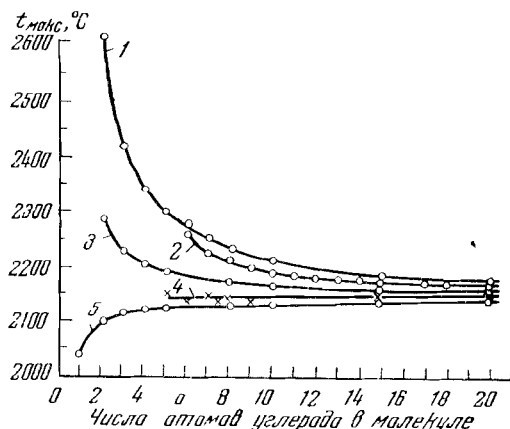


Рис. 1. Зависимость жаропродуцительности углеводородов различных гомологических рядов $t_{\max}$ от числа атомов углерода в молекуле

1 — алифатические; 2 — ароматические углеводороды; 3 — алкены; 4 — алкины; 5 — алканы

Жаропродуцительность ненасыщенных углеводородов снижается с возрастанием их молекулярного веса следующим образом: у алкенов с 2284° (этилен C_2H_4) до 2151° (эйкозен $C_{20}H_{40}$); у ароматических углеводородов с 2258° (бензол C_6H_6) до 2160° (фенилтетрадекан $C_{20}H_{34}$); у алкинов с 2620° (ацетилен C_2H_2) до 2167° (эйкозин $C_{20}H_{38}$).

Таким образом, с увеличением молекулярного веса жаропродуцительности углеводородов различных гомологических рядов сильно сближаются.

Жаропродуцительность углеводородов определенного гомологического ряда может быть подсчитана по формуле

$$t_{\max} = \frac{t'_{\max} + t''_{\max}AB}{1 + AB}, \quad (32)$$

где

$t_{\max}$ — искомая жаропродуцительность углеводорода 1;

$t'_{\max}$ — известная жаропродуцительность углеводорода 2 данного гомологического ряда;

$t''_{\max}$ — жаропродуцительность метиленовой группы CH_2 (2138°);

A — различие в числе атомов углерода в молекуле углеводородов 1 и 2;

B — отношение теплотосодержаний продуктов горения группы CH_2 и углеводорода 2.

В табл. 8—12 приведены жаропроизводительности углеводородов, вычисленные по формуле (32), а также подсчитанные исходя из теплотворной способности углеводорода и теплосодержания продуктов горения по формуле (29).

Таблица 8

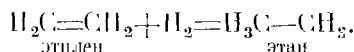
Жаропроизводительность насыщенных углеводородов алифатического строения, алканов, в парообразном состоянии при сжигании в сухом воздухе

Углеводороды	Формула углеводорода	Пиззая теплотворная способность Q_H , ккал/нм ³	Жаропроизводительность	
			подсчитанная по теплотворной способности алкана и теплосодержанию продуктов горения, t_G	подсчитанная по формуле $t_{\text{макс}}^{\text{C}_3\text{H}_8} + t_{\text{макс}}^{\text{CH}_4} \cdot AB = \frac{t_{\text{макс}}^{\text{C}_3\text{H}_8} + t_{\text{макс}}^{\text{CH}_4} \cdot AB}{1 + AB}$
Метан	CH_4	8 558	2 043	—
Этан	C_2H_6	15 231	2 097	—
Пропан	C_3H_8	21 890	2 110	—
Бутан	C_4H_{10}	28 345	2 118	2 116
Пентан	C_5H_{12}	34 900	2 119	2 120
Гексан	C_6H_{14}	41 500	2 121	2 123
Гептан	C_7H_{16}	—	—	2 125
Октан	C_8H_{18}	54 500	2 128	2 127
Нонан	C_9H_{20}	—	—	2 128
Декан	$\text{C}_{10}\text{H}_{22}$	67 800	2 129	2 129
Нептадекан	$\text{C}_{15}\text{H}_{32}$	100 000	2 132	2 130
Эйкозан	$\text{C}_{20}\text{H}_{42}$	132 000	2 132	2 135

Примечание. $t_{\text{макс}}^{\text{C}_3\text{H}_8}$ — жаропроизводительность C_3H_8 —2110°; $t_{\text{макс}}^{\text{CH}_4}$ — жаропроизводительность « CH_4 » — 2138°.

Отмеченные выше отличия в жаропроизводительности насыщенных и ненасыщенных углеводородов могут быть подсчитаны исходя из количества тепла, выделяющегося при присоединении к ненасыщенному соединению водорода, т. е. исходя из теплоты реакции гидрогенизации.

В процессе гидрогенизации разрывается связь между атомами в молекуле водорода Н—Н, двойная связь С—С между атомами углерода превращается в одинарную С—С и образуются две связи С—Н между атомами углерода и присоединяемого водорода; например:



Обозначая теплоту реакции гидрогенизации $Q_{\text{гидр}}$ и теплоты разрыва связей соответственно $-Q_{\text{C}=\text{C}}$, $-Q_{\text{C}-\text{C}}$, $-Q_{\text{C}-\text{H}}$ и $-Q_{\text{H}-\text{H}}$, записываем тепловое уравнение процесса гидрогенизации:

$$-Q_{\text{C}=\text{C}} - Q_{\text{H}-\text{H}} = -Q_{\text{C}-\text{C}} - 2Q_{\text{C}-\text{H}} + Q_{\text{гидр}}.$$

Отсюда теплота реакции гидрогенизации

$$Q_{\text{гидр}} = -Q_{\text{C}=\text{C}} - Q_{\text{H}-\text{H}} + Q_{\text{C}-\text{C}} + 2Q_{\text{C}-\text{H}}. \quad (33)$$

Подставляя в указанное уравнение теплоты разрыва связей по Паулингу [13] или по Сыркину и Дяткиной [12, см. стр. 28], получаем в обоих случаях значение теплоты реакции гидрогенизации около 30 000 ккал/моль:

$$Q_{\text{гидр}} = -100 - 103 + 58,6 + 2 \cdot 87,3 = 30 \text{ тыс. ккал/моль [13];}$$

$$Q_{\text{гидр}} = -100 - 103 + 62,8 + 2 \cdot 85,5 = 30 \text{ тыс. ккал/моль [12].}$$

Жаропроизводительность насыщенных углеводородов циклического строения, цикланов, в парообразном состоянии при сжигании в сухом воздухе

Углеводороды	Формула углеводорода	Пизшая тепло- творная способ- ность углеводорода Q_H , ккал./лм ³	Жаропроизводи- тельность углеводорода $t_{\text{макс}}$, °C
Углеводороды с пятичленным кольцом (циклопентан и его производные)			
Циклопентан	C_5H_{10}	33 060	2 153
Метилциклопентан	C_6H_{12}	39 520	2 149
Этилциклопентан	C_7H_{14}	46 080	2 145
Пропилциклопентан	C_8H_{16}	52 630	2 144
Амилциклопентан	$C_{10}H_{20}$	65 900	2 144
Циклопентилдекан	$C_{15}H_{30}$	99 000	2 140

**Углеводороды с шестичленным кольцом
(циклогексан и его производные)**

Циклогексан	C_6H_{12}	39 350	2 140
Метилциклогексан	C_7H_{14}	45 790	2 133
Этилциклогексан	C_8H_{16}	52 380	2 139
Пропилциклогексан	C_9H_{18}	58 930	2 135
Бутилциклогексан	$C_{10}H_{20}$	66 500	2 135
Циклогексилтетрадекан	$C_{20}H_{40}$	131 000	2 144

Примечание. Жаропроизводительность циклических углеводородов по формуле (32) равна жаропроизводительности CH_2 , т. е. 2138°.

Таблица 10

Жаропроизводительность непредельных углеводородов алифатического строения с одной двойной связью, алкенов, в парообразном состоянии при сжигании в сухом воздухе

Углеводороды	Формула углеводорода	Пизшая тепло- творная способ- ность углеводорода Q_H , ккал./лм ³	Жаропроизводительность	
			подсчитанная по теплотворной способ- ности алкена и тем- лодержанию про- дуктов горения, °C	подсчитанная по форму- ле $t_{\text{макс}} =$ $t_{\text{макс}}^{C_2H_4} + t_{\text{макс}}^{CH_2} \cdot AB$
Этен (этилен) . . .	C_2H_4	14 110	2 284	—
Пропен	C_3H_6	20 550	2 224	—
Бутен	C_4H_8	27 120	2 203	2 200
Пентен	C_5H_{10}	33 700	2 189	2 191
Гексен	C_6H_{12}	40 300	2 164	2 163
Пентадецен	$C_{15}H_{30}$	99 500	2 153	2 155
Эйкозен	$C_{20}H_{40}$	141 000	2 151	2 151

Примечание. $t_{\text{макс}}^{C_2H_4}$ — жаропроизводительность C_2H_4 — 2224°; $t_{\text{макс}}^{CH_2}$ — жаро-
производительность CH_2 — 2138°.

Жаропроизводительность ароматических углеводородов в парообразном состоянии при сжигании в сухом воздухе

Углеводороды	Формула углеводорода	Низшая теплотворная способность углеводорода Q_u , тыс. ккал/моль	Жаропроизводительность	
			подсчитанная по теплотворной способности углеводорода и тепло-содержанию продуктов горения, °C	подсчитанная по формуле $t_{\text{макс}} = \frac{t_{\text{макс}}^{\text{C}_8\text{H}_{10}} + t_{\text{макс}}^{\text{C}_8\text{H}_2} \cdot AB}{1 + AB}$
Бензол	C_6H_6	752	2 258	—
Толуол	C_7H_8	902	2 211	—
Этилбензол	C_8H_{10}	1 049	2 211	—
Ксилол	C_8H_{10}	1 046	2 206	2 205
Пропилбензол	C_9H_{12}	1 195	2 197	2 200
Цимол	$\text{C}_{10}\text{H}_{14}$	1 339	2 186	2 193
Фенилпентап	$\text{C}_{11}\text{H}_{16}$	1 489	2 191	2 187
Фенилгексап	$\text{C}_{12}\text{H}_{18}$	1 636	2 181	2 183
Фенилгептап	$\text{C}_{13}\text{H}_{20}$	1 783	2 176	2 179
Фенилоктан	$\text{C}_{14}\text{H}_{22}$	1 930	2 175	2 175
Фенилнопап	$\text{C}_{15}\text{H}_{24}$	2 076	2 171	2 173
Фенилундекан	$\text{C}_{17}\text{H}_{28}$	2 370	2 166	2 169
Фенилдодекан	$\text{C}_{18}\text{H}_{30}$	2 517	2 163	2 167
Фенилтетрадекан	$\text{C}_{20}\text{H}_{34}$	2 812	2 160	2 163

Примечание. $t_{\text{макс}}^{\text{C}_8\text{H}_{10}} = 2211^\circ$; $t_{\text{макс}}^{\text{C}_8\text{H}_2} = 2138^\circ$.

Таблица 12

Жаропроизводительность непредельных углеводородов алифатического строения с тройной связью, алкинов, в парообразном состоянии при сжигании в сухом воздухе

Углеводород	Формула углеводорода	Низшая теплотворная способность углеводорода Q_u , тыс. ккал/моль	Жаропроизводительность углеводорода $t_{\text{макс}}$, °C
Этин (ацетилен)	C_2H_2	300	2 620
Пропин	C_3H_4	442	2 420
Бутин	C_4H_6	589	2 340
Пентин	C_5H_8	736	2 300
Гексин	C_6H_{10}	884	2 275
Гептин	C_7H_{12}	1 030	2 250
Октин	C_8H_{14}	1 177	2 235
Нонин	C_9H_{16}	1 324	—
Децин	$\text{C}_{10}\text{H}_{18}$	1 470	2 213
Пентадецин	$\text{C}_{15}\text{H}_{28}$	2 205	2 180
Эйкозин	$\text{C}_{20}\text{H}_{38}$	2 930	2 167

**Отношение теплоты гидрогенизации алкенов к теплотворной способности
получаемых при гидрогенизации алканов**

Формула алкена	Формула алкана	Пизшая теплотворная способность алкана в газовой фазе $Q_{п\text{ гор}}$, ккал/моль	Теплота гидрогенизации алкена в газовой фазе $Q_{гидр}$, ккал/моль	Отношение теплоты гидрогенизации алкена к теплотворной способности соответств. алкана, %
C_2H_4	C_2H_6	341 300	32 700	9,6
C_3H_6	C_3H_8	488 600	29 700	6,1
C_4H_8	C_4H_{10}	635 400	30 400	4,7
C_5H_{10}	C_5H_{12}	783 000	30 000	3,8
$C_{10}H_{20}$	$C_{10}H_{22}$	1 517 000	30 000	2,0
$C_{15}H_{30}$	$C_{15}H_{32}$	2 251 000	30 000	1,3
$C_{20}H_{40}$	$C_{20}H_{42}$	2 986 000	30 000	1,0

Приведенные в табл. 13 теплоты гидрогенизации алкенов в газообразной фазе дают значения около 30 000 ккал/моль [10].

С увеличением молекулярного веса углеводородов их молекулярная теплотворная способность возрастает за счет увеличения числа групп CN_2 в молекуле, поэтому отношение теплоты гидрогенизации к теплоте горения снижается с увеличением числа атомов углерода в молекуле углеводорода.

Из подсчитанных отношений теплоты гидрогенизации углеводородов к их теплотворной способности очевидна закономерность снижения жаро-производительности ненасыщенных углеводородов с увеличением их молекулярного веса.

Для установления количественной зависимости влияния отношения теплоты гидрогенизации углеводородов к теплотворной способности на жаропроизводительность углеводородов следует учесть рассмотренное выше увеличение теплоемкости продуктов горения с повышением температуры.

Кривые, приведенные на рис. 1, показывают, что при подсчете жаро-производительности насыщенных углеводородов приходится считаться с доведением температуры продуктов горения от 0 до $\sim 2140^\circ$, а дальнейшее повышение жаропроизводительности до уровня жаропроизводительности ненасыщенных углеводородов связано с нагревом продуктов горения в температурной области около 2200° [за исключением ацетилен (этина) и метилацетилена (пропина)].

Для того чтобы повысить температуру продуктов горения на то же число градусов в интересующей нас температурной области — около 2200° , необходимо затратить примерно на 11 % больше тепла по сравнению со средним расходом тепла на нагрев продуктов горения от 0 до 2200° , как это было показано выше (стр. 32).

С учетом указанной поправки жаропроизводительность ненасыщенных углеводородов должна превышать жаропроизводительность насыщенных углеводородов с тем же числом атомов углерода в молекуле на процент Δt , подсчитываемый по формуле

$$\Delta t = \frac{Q_{гидр} \cdot 100}{Q_{гор} \cdot 1,11}, \quad (34)$$

где

$Q_{гидр}$ — теплота гидрогенизации, ккал/моль;

$Q_{гор}$ — пизшая теплотворная способность насыщенного углеводорода, ккал/моль;

1,11 — отношение теплоемкостей продуктов горения в интервале температур от жаропроизводительности насыщенного углеводорода до жаропроизводительности ненасыщенного углеводорода к теплоемкости продуктов горения в интервале температур от 0° до жаропроизводительности насыщенного углеводорода.

В табл. 14 приведены значения Δt , подсчитанные по указанной формуле для алканов и алкенов.

Таблица 14

Различия в жаропроизводительности алканов и алкенов, вычисленные из соотношений теплоты реакции гидрогенизации к теплоте горения алканов

Алкены	Алканы	$\Delta t = \frac{Q_{\text{гидр}} \cdot 100}{Q_{\text{гор}} \cdot 1,1} \%$	$\frac{(t_{\text{макс}}^- - t_{\text{макс}}^-) 100}{t_{\text{макс}}^-} \%$
C_2H_4 этен(этилен) . . .	C_2H_6 этан	8,7	8,9
C_3H_6 пропиен	C_3H_8 пропан	5,5	5,4
C_4H_8 бутен	C_4H_{10} бутан	4,3	4,0
C_5H_{10} пентен	C_5H_{12} пентан	3,4	3,3
$C_{10}H_{20}$ децен	$C_{10}H_{22}$ декан	1,8	1,6
$C_{15}H_{30}$ пентадецен . .	$C_{15}H_{32}$ пентадекан . .	1,2	1,0
$C_{20}H_{40}$ эйкозен	$C_{20}H_{42}$ эйкозан	0,9	0,9

Примечание. $t_{\text{макс}}^-$ — жаропроизводительность, ненасыщенных углеводородов (алкенов) с одной двойной связью между атомами углерода $C=C$; $t_{\text{макс}}^-$ — жаропроизводительность насыщенных углеводородов (алканов). Все связи между атомами углерода одинарные $C-C$.

Для сопоставления в той же таблице приведены результаты подсчетов, выполненных исходя из жаропроизводительностей алкенов и алканов, подсчитанных по формуле (29) (сводка подсчетов дана в табл. 15).

Таблица 15

Соотношение жаропроизводительности алкенов и алканов

Алкены	$t_{\text{макс}}^-, ^\circ C$	Алканы	$t_{\text{макс}}^-, ^\circ C$	$t_{\text{макс}}^- - t_{\text{макс}}^-, ^\circ C$	$\frac{(t_{\text{макс}}^- - t_{\text{макс}}^-) 100}{t_{\text{макс}}^-} \%$
C_2H_4 этен	2 284	C_2H_6 этан	2 097	187	8,9
C_3H_6 пропиен	2 224	C_3H_8 пропан	2 110	114	5,4
C_4H_8 бутен	2 203	C_4H_{10} бутан	2 118	85	4,0
C_5H_{10} пентен	2 189	C_5H_{12} пентан	2 119	70	3,3
$C_{10}H_{20}$ децен	2 164	$C_{10}H_{22}$ декан	2 129	35	1,6
$C_{15}H_{30}$ пентадецен . .	2 154	$C_{15}H_{32}$ пентадекан . .	2 132	21	1,0
$C_{20}H_{40}$ эйкозен	2 151	$C_{20}H_{42}$ эйкозан	2 132	19	0,9

Примечание. $t_{\text{макс}}^-$ — жаропроизводительность алканов; $t_{\text{макс}}^-$ — жаропроизводительность алкенов.

Сопоставление результатов подсчетов по обоим методам показывает хорошую сходимость.

Изомеризация углеводородов в малой степени сказывается на их жаропроизводительности вследствие того, что теплота изомеризации весьма невелика по сравнению с теплотворной способностью углеводородов.

Так, значение теплоты изомеризации нормальных алканов в разветвленные алканы не превышает 5000 ккал/моль, составляя доли процента по отношению к молярной теплотворной способности соответствующих углеводородов.

В табл. 16 приведены жаропроизводительности нормального октана и 16 изооктанов различного строения.

Данные, приведенные в таблице, показывают, что для технических расчетов, связанных с применением жаропроизводительности, можно не считаться с различием в изостроении углеводородов.

Таблица 16

Жаропроизводительность нормального октана и изооктанов C_8H_{18}

Углеводороды	Жаропроизводительность $t_{\text{макс}}, ^\circ C$	Углеводороды	Жаропроизводительность $t_{\text{макс}}, ^\circ C$
Нормальный октан . . .	2 128	3,4-диметилгексан . . .	2 127
2-метилгептан	2 126	3-этилгексан	2 128
3-метилгептан	2 127	2,2,3-триметилпентан . . .	2 124
4-метилгептан	2 127	2,2,4-триметилпентан . . .	2 123
2,2-диметилгексан . . .	2 123	2,3,4-триметилпентан . . .	2 125
2,3-диметилгексан . . .	2 127	2-метил-3-этилпентан . . .	2 127
2,4-диметилгексан . . .	2 125	3-метил-3-этилпентан . . .	2 126
2,5-диметилгексан . . .	2 123	Тетраметилбутан	2 122
3,3-диметилгексан . . .	2 125		

Несколько большая жаропроизводительность нормального октана по сравнению с изооктанами (от 0,0 до 0,3%) объясняется тем, что реакция изомеризации нормальных алканов в изоалканы экзотермическая, вследствие чего теплотворная способность изоалканов несколько ниже, чем нормальных алканов.

Более существенное значение имеет физическое состояние углеводородов — парообразное, жидкое, твердое. Теплотворная способность углеводородов в жидком состоянии ниже теплотворной способности тех же углеводородов в парообразном состоянии на теплоту испарения жидких углеводородов. В свою очередь теплотворная способность углеводородов в твердом состоянии ниже теплотворной способности углеводородов в жидком состоянии на величину, равную теплоте плавления твердых углеводородов. Естественно, что в соответствии с этим и жаропроизводительность углеводородов в жидком и твердом состояниях ниже, чем в парообразном.

Из приведенных в табл. 17 данных видно, что отношение разности теплотворных способностей алканов в парообразном и жидком состояниях к нижней теплотворной способности алканов в парообразном состоянии в широком диапазоне изменения молекулярных весов и температур кипения углеводородов (от -42° до $+345^\circ$) испытывает весьма малые колебания. В среднем можно принять, что теплотворные способности алканов в жидком состоянии на 0,8% ниже, чем в парообразном состоянии.

Учитывая разобранное выше (стр. 32) изменение теплоемкостей продуктов сгорания углеводородов с температурой, следует признать, что жаропроизводительность алканов в жидком состоянии должна быть на 0,7% (0,8% : 1,11) или примерно на 15° ниже, чем в парообразном состоянии. Проведенные подсчеты жаропроизводительности алканов на основе их теплотворных способностей в жидком и парообразном состояниях и теплосодержаний продуктов сгорания подтверждают указанное положение.

Различия в теплотворных способностях алканов нормального строения в парообразном и жидком состояниях

Углеводород	Формула углеводорода	Температура кипения углеводорода, °С	Разница между теплотворной способностью углеводородов в парообразном и жидком состояниях, %
Пропан	C_3H_8	-42	0,78
Бутан	C_4H_{10}	0	0,82
Пентан	C_5H_{12}	36	0,95
Гексан	C_6H_{14}	69	0,82
Гептан	C_7H_{16}	98	0,81
Октан	C_8H_{18}	126	0,82
Нонан	C_9H_{20}	151	0,81
Декан	$C_{10}H_{22}$	174	0,81
Ундекан	$C_{11}H_{24}$	196	0,81
Додекан	$C_{12}H_{26}$	217	0,81
Тридекан	$C_{13}H_{28}$	235	0,81
Пентадекан	$C_{15}H_{32}$	271	0,81
Гексадекан	$C_{16}H_{34}$	287	0,81
Гептадекан	$C_{17}H_{36}$	303	0,81
Октадекан	$C_{18}H_{38}$	317	0,81
Нонадекан	$C_{19}H_{40}$	323	0,81
Эйкозан	$C_{20}H_{42}$	345	0,81

Жаропроизводительность твердых алканов мало отличается от жаропроизводительности жидких алканов вследствие незначительной величины теплоты плавления по сравнению с теплотворной способностью.

При подсчете жаропроизводительности топлива известное значение имеет содержание влаги в воздухе. При теплотехнических расчетах содержание влаги в воздухе принимается равным 1 вес.%, т. е. 10 г на 1 кг воздуха, что соответствует 13 г на 1 $лм^3$ или 0,016 $м^3$ на 1 $м^3$ воздуха.

По подсчетам Д. И. Менделеева, один кубометр воздуха, расходуемого на процесс горения, соответствует около 900 ккал теплотворной способности топлива (см. стр. 23).

Для нагрева 0,016 $м^3$ водяного пара до температуры 2150° расходуется около 15 ккал.

Следовательно, отношение теплоты, расходуемой на нагрев 1 вес.% водяного пара, содержащегося в воздухе, до температуры, соответствующей жаропроизводительности алканов, к теплотворной способности алканов составляет

$$\frac{15 \cdot 100}{900}, \text{ т. е. около } 1,6\%.$$

Отсюда жаропроизводительность алканов при их сжигании во влажном воздухе, с учетом указанного выше поправочного коэффициента ~ 1,11 на отношение теплосодержания продуктов горения и жаропроизводительности, ниже на ~ 1,5% (1,6% : 1,11) или на 30°, чем при их сжигании в абсолютно сухом воздухе.

Рассмотренные выше соображения о степени влияния на жаропроизводительность алканов их физического состояния и содержания влаги в воздухе, используемом для горения, справедливы и в отношении углеводородов других гомологических рядов.

Из рассмотрения приведенных выше данных о жаропроизводительности индивидуальных углеводов можно прийти к следующим выводам.

1. Жаропроизводительности первых членов гомологических рядов углеводов значительно отличаются в соответствии с различными значениями отношения теплот их образования из графита и молекулярного водорода к теплотворной способности.

2. Для последующих членов гомологических рядов эти различия сглаживаются, так как основную роль в теплотах образования и горения углеводов начинают играть общие для всех углеводов метиленовые группы CH_2 .

3. Жаропроизводительность метиленовой группы CH_2 (2138°) несколько ниже жаропроизводительности углерода в виде графита (2175°) и молекулярного водорода (2235°).

Жаропроизводительности жидких и твердых топлив, горючая масса которых состоит в основном из углерода и водо-

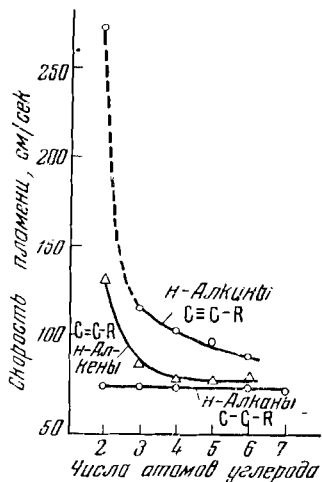


Рис. 2. Зависимость наибольшей равномерной скорости пламени нормальных углеводородов в воздухе от числа атомов углерода в молекуле (по опытам в горизонтальной трубе)



Рис. 3. Зависимость нормальной скорости пламени углеводородов в воздухе от числа атомов углерода в молекуле

рода (бензин, керосин, мазут, кокс, антрацит, тощие каменные угли и т. д.), испытывают малые колебания и близки к 2150° .

4. К этой же величине близки жаропроизводительности горючих газов с высоким содержанием водорода или смеси различных углеводородов (водяной газ, двойной водяной газ, коксовый газ, нефтенпромышленный газ, нефтезаводский газ, сжиженные газы и др.).

5. Жаропроизводительность сухих природных газов, состоящих в основном из CH_4 , несколько ниже и соответствует жаропроизводительности метана (около 2040°).

6. Кривые, показывающие изменение жаропроизводительности углеводородов от их состава и молекулярного веса (рис. 1), сходны с кривыми, показывающими зависимость скорости распространения пламени углеводородов от их состава и молекулярного веса (рис. 2 и 3) [17], что свидетельствует о наличии известной связи скорости распространения пламени и жаропроизводительности.

Влияние содержания серы на жаропроизводительность горючей массы топлива. Содержание серы в горючей массе топлива колеблется от нуля (дрова) до 13% (волжские сланцы). В различных видах топлива оно составляет (в %):

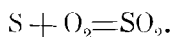
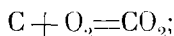
Торф	0,3	Донецкий антрацит	1—2
Малосернистый мазут	0,5	Сернистый мазут	3—4
Каменные угли Бузнецкого бассейна	0,5—0,7	Каменные угли Донецкого бассейна	2—5
Каменные и бурые угли Восточной Сибири и Дальнего Востока (боль- шей частью)	до 1	Уральские каменные и бурые угли	1—8
Каменные угли Карагандинского бассейна	~1	Горючие сланцы Астоскеке	~4
		Подмосковный уголь	~6
		Горючие сланцы волжские	12—13

Теплотворная способность горючей серы в топливе, по Д. И. Менделееву, принимается равной 2600 ккал/кг. Следовательно, каждый процент серы, содержащейся в горючей массе каменных углей и сланцев с теплотворной способностью около 8000 ккал/кг, понижает теплотворную способность горючей массы топлива на 54 ккал (80—26), или примерно на 0,7%. Соответственно каждый процент серы, содержащейся в горючей массе бурых углей с теплотворной способностью около 7000 ккал/кг, понижает теплотворную способность горючей массы примерно на 0,6%.

При содержании 1% серы в горючей массе торфа с теплотворной способностью около 5200 ккал/кг ее теплотворная способность понижается примерно на 0,5%. Содержание 1% серы в мазуте с теплотворной способностью около 10 000 ккал/кг понижает последнюю почти на 0,8%.

Значительно меньше сказывается содержание серы в горючей массе топлива на его жаропродуктивности. Теплотворная способность 1 кг углерода, содержащегося в топливе, по Д. И. Менделееву, в 3,12 раза (8100 : 2600) превышает теплотворную способность серы.

Для сгорания 1 кг-атома углерода до CO_2 и 1 кг-атома серы до SO_2 необходимо равное количество кислорода:



Однако, поскольку атомный вес серы в 2,67 раза превышает атомный вес углерода, для сгорания 1 кг углерода необходимо соответственно большее количество кислорода и воздуха, чем для сгорания 1 кг серы, а следовательно, и соответственно больше объем образующихся продуктов горения.

Учитывая также близкие объемные теплоемкости сернистого газа и двуокиси углерода, очевидно, что жаропродуктивность серы сравнительно мало отличается от жаропродуктивности углерода и близкой к ней жаропродуктивности горючей массы различных видов топлива.

Жаропродуктивность серы, содержащейся в горючей массе топлива, подсчитанная исходя из теплотворной способности серы 2600 ккал/кг, равна около 1950°, т. е. на 8—10% ниже жаропродуктивности горючей массы каменных углей и мазута (2100—2150°).

Если принять теплотворную способность серы в топливе, равной теплотворной способности комовой серы, т. е. около 2200 ккал/кг, то ее жаропродуктивность составит около 1700°, т. е. примерно на 20% ниже жаропродуктивности горючей массы каменных углей и мазута.

Следовательно, содержание в горючей массе углей и в мазуте 1% серы понижает их жаропродуктивность на 0,1—0,2%.

Еще в меньшей степени сказывается содержание серы на жаропродуктивности горючей массы бурых углей и сланцев, так как жаропродуктивность горючей массы этих видов топлива несколько ниже жаропродуктивности горючей массы каменных углей.

Таким образом, содержание серы в горючей массе топлива сказывается на изменении жаропродуктивности в несколько раз меньше, чем на изменении теплотворной способности.

Влияние содержания азота на жаропродуктивность горючей массы топлива. В горючей массе твердого топлива содержится от 0,3 до 2,5% азота. В различных видах топлива содержание азота составляет (в %):

Дрова	0,6	Бурые угли	1—1,5
Антрацит	~1	Каменные угли	1,5—2,5
Сланцы	0,4—1	Торф	~2,5

Каждый процент азота, содержащегося в горючей массе топлива, снижает ее теплотворную способность также на 1%. Значительно меньше сказывается содержание азота в горючей массе топлива на понижении ее жаропродуктивности. Содержание азота в горючей массе топлива снижает его жаропродуктивность вследствие затраты тепла на нагрев азота, переходящего при сгорании топлива в продукты горения.

При сгорании 1 кг углерода в теоретически необходимом объеме воздуха продукты горения состоят из 1,87 нм^3 двуокиси углерода и 7,03 м^3 азота воздуха. Теплосодержание продуктов горения 1 кг углерода при $t_{\text{макс}} \sim 2200^\circ$ равно около 8000 ккал. Если добавить к 1 кг углерода 1 вес. % азота, то объем продуктов горения возрастет на 0,008 нм^3 [22,4 : (28 · 100)].

Средняя объемная теплоемкость азота C_{N_2} от 0 до $t_{\text{макс}} \sim 2200^\circ$ равна 0,357 ккал/ м^3 °С.

Расход тепла на нагрев этого количества азота до температуры 2200° равен

$$V_{N_2} \cdot C_{N_2} \cdot t = 0,008 \cdot 0,357 \cdot 2200 = 6,3 \text{ ккал.}$$

Таким образом, теплосодержание продуктов горения 1 кг углерода, нагретых до температуры 2200°, увеличивается от добавления к ним азота в количестве 1% от веса углерода на 6,3 ккал или на 0,08% $\left(\frac{6,3 \cdot 100}{8000}\right)$.

В соответствии с этим жаропродуктивность углерода и горючей массы топлива с высоким содержанием углерода понижается на 0,07% (0,08% : 1,1), т. е. примерно в 14 раз меньше, чем теплотворная способность.

Содержание азота в жидком нефтяном топливе, обычно не превышающее десятых долей процента, мало сказывается на его теплотворной способности и еще в меньшей степени — на жаропродуктивности.

В отличие от твердого и жидкого топлива, в газообразном топливе основное количество азота не входит в состав химических соединений, образующих горючую массу топлива, а содержится в виде молекулярного азота (N_2) и, таким образом, является балластирующим газ компонентом. Поэтому влияние азота на теплотворную способность и жаропродуктивность газообразного топлива рассматривается ниже при обсуждении влияния балласта на теплотехнические свойства топлива.

Влияние содержания кислорода на жаропродуктивность горючей массы топлива. Содержание кислорода в горючей массе топлива характеризуется следующими цифрами (в %):

Природный газ	0	Сланцы	12—18
Нефтяное топливо	0—0,5	Бурые угли	19—27
Бокс	1—3	Торф	~33
Антрацит	1—2	Дрова	42
Каменные угли	2—12		

Наличие кислорода в составе горючей массы топлива понижает ее теплотворную способность вследствие двух причин.

Во-первых, кислород снижает процентное содержание в горючей массе топлива углерода и водорода, т. е. тех элементов, при сгорании которых

выделяется тепло. 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, находится в химическом соединении с водородом и углеродом, например в виде гидроксильных групп —ОН, карбоксильных групп —СООН и т. д., вследствие чего водород и углерод находятся в топливе уже в частично окисленном состоянии.

Снижение теплотворной способности различных видов топлива вследствие того, что водород и углерод находятся в химическом соединении с кислородом, входящим в горючую массу топлива, было изучено Д. И. Менделеевым, установившим, что каждый процент кислорода, содержащегося в горючей массе топлива, снижает его теплотворную способность на 26 ккал/кг.

В соответствии с этим повышение на 1% содержания кислорода в горючей массе каменных углей с теплотворной способностью около 8000 ккал/кг снижает теплотворную способность горючей массы топлива на 1% вследствие соответствующего уменьшения содержания углерода и водорода и примерно на 0,3% вследствие частичного окисления горючей массы топлива $[(26 \cdot 100) : 8000 = 0,32\%]$, а всего примерно на 1,3%.

Таким образом, изменение содержания кислорода в горючей массе топлива сильно отражается на его теплотворной способности. Так, теплотворная способность горючей массы твердого топлива с содержанием около 6% водорода, сравнительно малым содержанием серы и различным содержанием кислорода и углерода характеризуется цифрами, приведенными в табл. 18.

Таблица 18

Зависимость теплотворной способности и жаропрочности горючей массы твердого топлива от содержания в ней кислорода

Топливо	Состав горючей массы, %					Выход летучих веществ $V^p, \%$	Низшая теплотворная способность, Q^p_n		Жаропрочность, t^p_{max}	
	H ^p	C ^p	S ^p	O ^p	N ^p				t^p_{max} °C	"
							ккал/кг	°C		
Дрова	6,4	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:										
Александровский	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

Примечание. Составлена горючая масса различных видов топлива с близким содержанием водорода (6,0 ± 0,1%) и с различным содержанием кислорода (от 6 до 42%).

Из рассмотрения приведенных в табл. 18 данных видно, что теплотворная способность горючей массы жирного каменного угля на ~80% превышает теплотворную способность горючей массы древесины вследствие меньшего содержания кислорода и соответственно большего содержания углерода.

В значительно меньшей степени влияет содержание кислорода в горючей массе топлива на его жаропродуктивность.

Для того чтобы оценить влияние содержания кислорода в горючей массе топлива на ее теплотворную способность и жаропродуктивность, проанализируем изменение теплотворной способности и жаропродуктивности углерода при добавлении к нему кислорода, рассматривая сначала условно углерод и молекулярный кислород как соединения, не находящиеся между собой в химической связи.

В то время как теплотворная способность 1 кг подобной «смеси» углерода и кислорода *п о н и ж а е т с я* пропорционально увеличению процентного содержания кислорода и соответственному уменьшению содержания углерода, жаропродуктивность килограмма «смеси» *в о з р а с т а е т* с увеличением содержания в ней кислорода вследствие того, что при сгорании подобной смеси резко уменьшается объем продуктов горения за счет снижения содержания в них азота, сопутствующего кислороду воздуха, расходуемому на сгорание топлива.

Поясним указанное положение примером. Сравним теплотворную способность и жаропродуктивность углерода и «смеси» углерода и молекулярного кислорода, состоящей из 50% С и 50% O₂.

Теплотворная способность углерода в виде графита равна 7830 ккал/кг. При сгорании 1 кг углерода по уравнению $C + O_2 + 3,76 N_2 = CO_2 + 3,76 N_2$ на каждый килограмм углерода образуется 1,87 нм³ CO₂ и 7,03 нм³ N₂, т. е. 8,9 нм³ продуктов горения. Средняя теплоемкость продуктов горения углерода в воздухе от нуля до $t_{\text{макс}}$ равна 0,405 ккал/нм³ °С. Отсюда жаропродуктивность углерода

$$t_{\text{макс}} = \frac{Q}{V \cdot C} = \frac{7830}{8,9 \cdot 0,405} = 2175^\circ.$$

Теплотворная способность 1 кг рассматриваемой «смеси» углерода и кислорода равна 3915 ккал (7830 : 2).

Для ее сгорания необходим объем воздуха

$$V^0 = 0,089 C - 0,0333 O = 0,089 \cdot 50 - 0,0333 \cdot 50 = 2,78 \text{ нм}^3.$$

Вместе с кислородом воздуха в продукты горения поступает азота

$$0,79 \cdot 2,78 = 2,2 \text{ нм}^3.$$

Суммарный объем продуктов горения равен

$$0,94 \text{ нм}^3 \text{ CO}_2 + 2,2 \text{ нм}^3 \text{ N}_2, \text{ т. е. } 3,14 \text{ нм}^3.$$

Следовательно, в то время как количество сгоревшего углерода уменьшилось в 2 раза, объем продуктов сгорания уменьшается с 8,9 до 3,14 нм³, т. е. в 2,83 раза. Этим и объясняется более высокая жаропродуктивность «смеси» углерода и кислорода по сравнению с жаропродуктивностью стопроцентного углерода.

Жаропродуктивность рассматриваемой «смеси» углерода и кислорода составляет около 2800° (без учета диссоциации продуктов горения при высокой температуре). Следовательно, при сжигании «смеси» углерода и кислорода происходит как бы сгорание углерода в атмосфере обогащенного кислородом воздуха, естественно, сопровождающееся резким повышением температуры горения $t_{\text{макс}}$.

В действительности, однако, в топливе приходится иметь дело отнюдь не с механической смесью углерода с кислородом, а с различными химическими соединениями, содержащими кислород. Теплотворная способность топлива при этом во всех случаях резко понижается в силу указанных выше причин и прежде всего вследствие уменьшения содержания

в нем горючих компонентов, а жаропроизводительность топлива изменяется различным образом в зависимости от характера образующихся кислородсодержащих соединений и теплоты реакции их образования.

В отдельных случаях жаропроизводительность горючего, содержащего кислород, может быть несколько выше жаропроизводительности сопоставимого топлива, не содержащего кислорода. Так, например, жаропроизводительность окиси углерода CO равна 2370° , т. е. на 9% выше жаропроизводительности углерода C , несмотря на то, что теплотворная способность 1 кг окиси углерода, равная 2413 ккал, составляет всего лишь 31% от теплотворной способности 1 кг углерода в виде графита.

При содержании кислорода в горючем в виде гидроксильных групп OH жаропроизводительность почти не меняется, несмотря на значительное снижение теплотворной способности горючего. Так, например, жаропроизводительность насыщенных одноатомных спиртов, содержащих одну гидроксильную группу в молекуле общей формулы $\text{C}_n\text{H}_{2n+1}\text{OH}$ или $\text{C}_n\text{H}_{2n+2}\text{O}$, отличается от жаропроизводительности соответствующих им по числу атомов углерода и водорода в молекуле насыщенных углеводородов — алканов общей формулы $\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$ не более чем на 1%, при значительно меньшей теплотворной способности спиртов по сравнению с соответствующими им углеводородами.

Таблица 19

Сопоставление теплотворной способности и жаропроизводительности углеводородов и спиртов *

Углеводород	Формула углеводорода	Низшая теплотворная способность углеводорода Q_H , тыс. ккал/кг	Жаропроизводительность углеводорода t , макс. $^\circ\text{C}$	Спирт	Формула спирта	Низшая теплотворная способность спирта Q_H , тыс. ккал/кг	Жаропроизводительность спирта t , макс. $^\circ\text{C}$	$Q_{\text{спирта}} \cdot 100 / Q_{\text{углеводорода}}$, %	$t_{\text{спирта}} \cdot 100 / t_{\text{углеводорода}}$, %
Метан	CH_4	11,9	2 043	Метиловый . .	CH_4O	5,1	2 046	43	100
Этан	C_2H_6	11,3	2 097	Этиловый . .	$\text{C}_2\text{H}_6\text{O}$	6,6	2 080	58	99
Пропан	C_3H_8	11,0	2 110	Пропиловый .	$\text{C}_3\text{H}_8\text{O}$	7,5	2 085	68	99
Бутан	C_4H_{10}	10,9	2 118	Бутиловый . .	$\text{C}_4\text{H}_{10}\text{O}$	8,0	2 095	73	99
Пентан	C_5H_{12}	10,8	2 119	Амиловый . .	$\text{C}_5\text{H}_{12}\text{O}$	8,5	2 100	78	99
Гексан	C_6H_{14}	10,7	2 124	Гексиловый . .	$\text{C}_6\text{H}_{14}\text{O}$	8,7	2 107	81	99
Гептан	C_7H_{16}	10,7	2 126	Гептиловый . .	$\text{C}_7\text{H}_{16}\text{O}$	8,9	2 112	83	99
Октан	C_8H_{18}	10,7	2 128	Октиловый . .	$\text{C}_8\text{H}_{18}\text{O}$	9,1	2 113	85	99
Нонан	C_9H_{20}	10,7	2 128	Нониловый . .	$\text{C}_9\text{H}_{20}\text{O}$	9,2	2 116	86	99
Декан	$\text{C}_{10}\text{H}_{22}$	10,7	2 129	Дециловый . .	$\text{C}_{10}\text{H}_{22}\text{O}$	9,3	2 129	87	99

* Жаропроизводительности вычислены для парообразного состояния углеводородов и спиртов в сухом воздухе.

Данные о теплотворной способности углеводородов и спиртов приведены в табл. 19. Кривые на рис. 4 иллюстрируют указанное положение.

На оси абсцисс отложено число атомов углерода в молекуле углеводородов и соответствующих им спиртов, а на оси ординат слева — теплотворная способность (ккал/кг), а справа — жаропроизводительность. Верхние кривые 1 и 2 показывают большое различие в теплотворной способности углеводородов и спиртов, обусловленное внедрением в молекулу горючего атома кислорода и заменой водорода гидроксилом, а нижние кривые 3 и 4 иллюстрируют весьма малое различие в жаропроизводительности углеводородов и спиртов.

Замена атома водорода в углеводородах карбоксильной группой COOH , содержащей два атома кислорода, т. е. образование жирных кислот из углеводородов, еще более резко снижает теплотворную способность горючего и продолжает в малой степени сказываться на его жаропроизводительности.

Значения теплотворных способностей и жаропроизводительностей насыщенных углеводородов $\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$ и соответствующих им насыщенных жирных кислот $\text{C}_n\text{H}_{2n+1}\text{COOH}$ или $\text{C}_n\text{H}_{2n}\text{O}_2$ приведены в табл. 20.

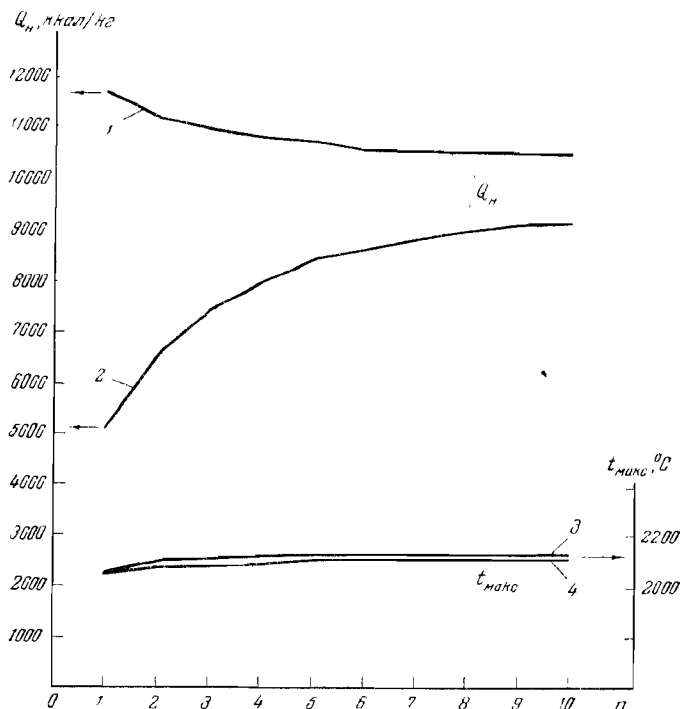


Рис. 4. Теплотворная способность и жаропроизводительность углеводородов и спиртов

n — число атомов углерода в молекуле; 1 — низшая теплотворная способность спиртов Q_H , ккал/кг; 2 — жаропроизводительность углеводородов $t_{\text{макс}}$, °C; 3 — жаропроизводительность спиртов $t_{\text{макс}}$, °C

Естественно, что с увеличением числа атомов углерода в молекуле и возрастанием числа групп гомологической разности — CH_2 влияние карбоксильной группы COOH на теплотворную способность и жаропроизводительность горючего уменьшается и жаропроизводительность органических кислот, равно как и углеводородов и спиртов, асимптотически приближается к жаропроизводительности циклических углеводородов, состоящих только из групп CH_2 , т. е. к $\sim 2140^\circ$ (сравни стр. 37).

Кривые, приведенные на рис. 5, иллюстрируют ход изменения теплотворной способности и жаропроизводительности органических кислот и соответствующих им углеводородов с увеличением числа атомов углерода в молекуле. На оси абсцисс отложено число атомов углерода в молекуле, а на оси ординат слева — теплотворная способность 1 кг углеводородов и органических кислот, а справа — их жаропроизводительность.

Верхние кривые показывают значения теплотворных способностей углеводородов (кривая 1) и соответствующих им кислот (кривая 2), а нижние кривые — значения жаропроизводительностей углеводородов (кривая 3) и кислот (кривая 4).

Сопоставление теплотворной способности и жаропродуцительности углеводородов и жирных кислот *

Углеводород	Формула углеводорода	Низшая теплотворная способность углеводорода Q_H , тыс. ккал./кг	Жаропродуцительность углеводорода $t_{жжк}$, °C	Жирная кислота	Формула кислоты	Низшая теплотворная способность кислоты Q_H , тыс. ккал./кг	Жаропродуцительность кислоты $t_{жжк}$, °C	$\frac{Q_{жжк} \cdot 100}{Q_{углводор.}}$	$\frac{t_{жжк} \text{ кислоты} \cdot 100}{t_{жжк} \text{ углеводор.}}$
Этан . . .	C_2H_6	11,3	2097	Уксусная . .	$C_2H_4O_2$	3,5	1955	50	93
Бутан . . .	C_4H_{10}	10,9	2148	Масляная . .	$C_4H_8O_2$	5,5	2015	50	95
Декан . . .	$C_{10}H_{22}$	10,7	2129	Каприловая	$C_{10}H_{20}O_2$	7,9	2080	74	98
Октадекан	$C_{18}H_{38}$	10,6	2130	Стеариновая	$C_{18}H_{36}O_2$	8,9	2106	84	99

* Жаропродуцительности вычислены для парообразного состояния углеводородов и кислот и сухого воздуха.

При содержании в горючем групп H_2O , как, например, в углеводах общей формулы $C_n(H_2O)_m$, приходится считаться с понижением жаропродуцительности топлива вследствие нагрева до температуры $t_{жжк}$

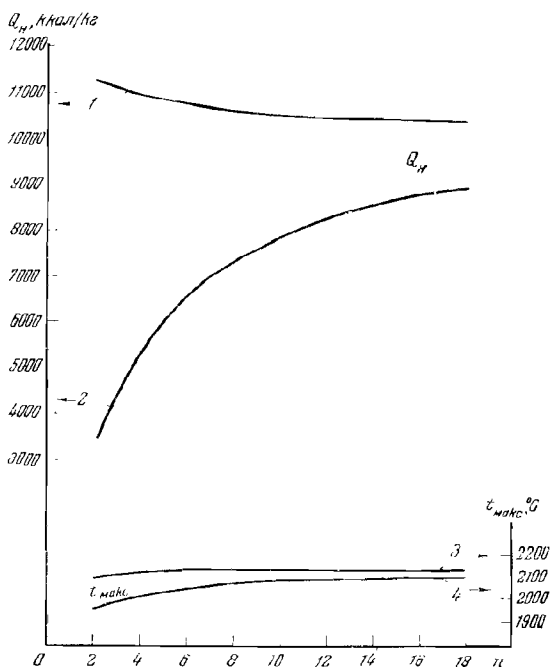


Рис. 3. Теплотворная способность и жаропродуцительность углеводородов и органических кислот. Обозначения те же, что и на рис. 4

значительного объема водяного пара, переходящего в продукты горения при разложении углеводов, например клетчатки, составляющей основную массу древесины.

Рассмотрим влияние высокого процентного содержания кислорода в горючей массе топлива на его жаропроизводительность на примере древесины.

Горючая масса древесины имеет следующий элементарный состав: С^r—51,0^o/_o; Н^r—6,1^o/_o; N^r—0,6^o/_o; O^r—42,3^o/_o.

Если принять по Дюлонгу, что кислород полностью связан с водородом, то состав древесины может быть выражен следующим образом: С^r—51,0^o/_o; Н₂O—47,6; Н^r—0,8^o/_o; N^r—0,6^o/_o; или на горючую массу за вычетом Н₂O : С^r—97,4^o/_o; Н^r—1,5^o/_o; N^r—1,1^o/_o.

Принимая теплотворность углерода в древесине по формулам Дюлонга и Менделеева равной ~8100 ккал/кг, получаем значение жаропроизводительности углерода древесины ~2240°. Жаропроизводительность горючей массы древесины (за вычетом Н₂O), состоящей из 97,4% углерода, 1,5% водорода и 1,1% азота, ниже жаропроизводительности углерода всего лишь на 1,5° и может быть принята для расчета равной 2240°.

Подсчитаем, насколько ниже должна быть жаропроизводительность горючей массы древесины вследствие содержания в ней почти 50% Н₂O, переходящей в продукты горения и соответственно увеличивающей их объем и теплосодержание. Этот подсчет произведем сначала без учета теплоты образования горючей массы древесины и определяемого этим различия в теплотворной способности горючей массы древесины по сравнению с эквивалентной ей по составу смеси углерода и влаги.

При сгорании 1 кг углерода в теоретическом необходимом объеме воздуха образуется 8,9 нм³ продуктов горения. Средняя теплоемкость продуктов горения углерода от 0 до 2000° ≈ 0,4 ккал/нм³ °С (см. табл. 39).

На 1 кг углерода в древесине приходится 0,935 кг влаги (47,6 : 51), что соответствует 1,16 нм³ водяного пара в продуктах горения. Средняя теплоемкость водяного пара от 0 до 2000° —0,47 ккал/нм³ °С.

В соответствии с этим теплосодержание продуктов горения горючей массы древесины возрастает по сравнению с теплосодержанием продуктов горения углерода на 15%.

$$\Delta Q = \frac{8,9 \cdot 0,4 + 1,16 \cdot 0,47}{8,9 \cdot 0,4} = 1,15.$$

Отсюда жаропроизводительность горючей массы древесины с учетом выведенного выше соотношения жаропроизводительностей и теплосодержаний продуктов горения, равного 1,11, должна быть ниже жаропроизводительности углерода на 13,5% (15 : 1,11) и равна 2240 · 0,865 = 1940°.

При составлении данного подсчета теплотворная способность горючей массы древесины принята по Дюлонгу, т. е. без учета теплоты образования горючей массы и различия в теплотворных способностях древесины и соответствующей ей по процентному составу смеси углерода, водорода, азота и влаги.

Выше отмечалась (стр. 26) ошибочность подобного рассуждения, отчетливо вскрытая еще Д. И. Менделеевым.

Подсчет низшей теплотворной способности горючей массы древесины приведенного состава дает по Дюлонгу 4360 ккал/кг, а по Менделееву — 4530 ккал/кг. Калориметрически определенное значение низшей теплотворной способности равно 4510 ккал/кг [18], т. е. весьма близко к подсчету, произведенному по формуле Д. И. Менделеева.

Различие между теплотворной способностью горючей массы древесины, определенной калориметрически и подсчитанной по формуле Дюлонга, соответствующее теплоте образования древесины, равно 4510—4360 = =150 ккал/кг. Таким образом, к теплотворной способности горючей массы древесины, подсчитанной по Дюлонгу, должно быть добавлено 150 ккал/кг,

что увеличивает теплотворную способность горючей массы древесины на 3,4% [(150 · 100) : 4360].

В соответствии с этим и жаропроизводительность горючей массы древесины должна быть больше подсчитанной выше на ~3,4% с учетом уже рассмотренного отношения жаропроизводительностей и теплосодержаний — 1,11.

Из всего сказанного следует, что жаропроизводительность горючей массы древесины

$$t_{\text{макс}} = 1940 + 1940 \cdot \frac{3,4}{111} \approx 2000^{\circ}.$$

Действительно, жаропроизводительность горючей массы древесины, подсчитанная исходя непосредственно из ее теплотворной способности, объема продуктов горения и их теплоемкости по формуле

$$t_{\text{макс}} = \frac{Q_{\text{II}}}{V \cdot C},$$

равна ~2010°.

Ниже приводится сопоставление теплотворной способности и жаропроизводительности горючей массы древесины с теплотворной способностью и жаропроизводительностью углерода, горючей массы кокса и мазута:

	Углерод	Древесина	Кокс	Древесина	Мазут	Древесина
$Q_{\text{II}}, \text{ ккал/кг} \dots \dots$	8100	4510	7700	4510	10000	4510
$Q_{\text{II}}, \% \dots \dots \dots$	100	56	100	59	100	45
$t_{\text{макс}}, ^{\circ}\text{C} \dots \dots \dots$	2240	2010	2200	2010	2130	2010
$t_{\text{макс}}, \% \dots \dots \dots$	100	90	100	92	100	95

Приведенные цифры показывают, что в то время как теплотворная способность горючей массы древесины на 40—55% ниже теплотворной способности сопоставляемых видов горючего, жаропроизводительность древесины ниже жаропроизводительности приведенных видов топлива всего лишь на 5—10%. Таким образом, содержание кислорода в горючей массе топлива сказывается на изменении ее жаропроизводительности в значительно меньшей степени, чем на изменении теплотворной способности.

Жаропроизводительность горючей массы торфа с содержанием 33% кислорода равна 2080°, а жаропроизводительность брикетов из высушенного фрезерного торфа с содержанием влаги 10%, золь 10% и теплотворной способностью — около 4130 ккал/кг равна 2000° (при сжигании в абсолютно сухом воздухе). Таким образом, не только горючая масса, но и рабочее топливо с высоким содержанием кислорода обладает высокой жаропроизводительностью при условии подсушки до остаточной влажности, примерно соответствующей влажности каменных углей.

Влияние балласта на жаропроизводительность топлива. Содержащийся в топливе балласт, т. е. минеральная масса, влага, углекислота и азот, резко снижает теплотворную способность, главным образом вследствие соответствующего уменьшения содержания в топливе горючей массы.

Дополнительно следует считаться с затратой известного количества тепла на испарение содержащейся в топливе влаги, а в некоторых случаях также и на разложение минеральной массы топлива. Так минеральная масса сланцев, составляющая от 50 до 60% веса рабочего топлива, содержит высокий процент соединений, выделяющих при нагревании в топках до высокой температуры значительное количество двуокиси углерода. Этот процесс является эндотермическим и сопровождается затратой значительного количества тепла, что, естественно, снижает теплотворную способность сланцев.

Жаропроизводительность топлива, в отличие от его теплотворной способности, не зависит от уменьшения содержания в забалластированном топливе горючей массы, так как при этом, наряду со снижением теплотворной способности топлива — Q_{II}^n , в равной степени уменьшается и объем образующихся продуктов горения V . Вследствие этого уменьшение содержания горючей массы не отражается на жаропроизводительности топлива, подсчитываемой по формуле (26):

$$t_{\text{макс}} = \frac{Q_{II}^n}{V \cdot C_{0 \rightarrow t_{\text{макс}}}}.$$

Таким образом, основная причина снижения теплотворной способности забалластированного топлива — уменьшение процентного содержания горючей массы — не сказывается на его жаропроизводительности.

Однако дополнительное снижение теплотворной способности топлива вследствие затраты тепла на испарение влаги и на разложение минеральной массы сланцев уменьшает числитель Q_{II}^n в формуле (26) без уменьшения величины V в знаменателе, т. е. снижает жаропроизводительность топлива $t_{\text{макс}}$. Дополнительное снижение жаропроизводительности топлива происходит вследствие увеличения объема продуктов горения, в которые переходят водяной пар, а также двуокись углерода, образующаяся при разложении минеральной массы сланцев или содержащаяся в газообразном топливе, и азот.

Рассмотрим в свете указанных положений влияние влаги на теплотворную способность и жаропроизводительность топлива с высокой теплотворной способностью рабочей массы и малым содержанием балласта, например камешных углей, и с низкой теплотворной способностью рабочей массы, например фрезерного торфа.

Теплотворная способность сухой массы каменного угля — около 7000 ккал/кг. Следовательно, увеличение содержания влаги на 1% в рабочем топливе понижает его теплотворную способность вследствие уменьшения содержания горючей массы на 70 ккал.

Дополнительно к этому низшая теплотворная способность угля снижается на 6 ккал вследствие расхода тепла на испарение 1% влаги. Теплотворная способность рабочей массы мало забалластированного каменного угля — около 6500 ккал/кг (см. табл. 123). Следовательно, суммарное уменьшение теплотворной способности составляет

$$\frac{(70 + 6) 100}{6500} = 1,20\%.$$

Теперь рассмотрим, насколько снизится жаропроизводительность каменного угля при увеличении в нем содержания влаги на 1%. На жаропроизводительности угля скажется расход тепла на испарение 1% влаги, равный 6 ккал, и расход тепла на нагрев 1% влаги до температуры около 2100°, равный

$$0,01 \cdot \frac{18}{22,41} 0,47 \cdot 2100 = 8 \text{ ккал.}$$

Суммарное количество тепла равно 14 ккал (6+8), что составляет ~0,2% от теплосодержания продуктов горения 1 кг угля. Жаропроизводительность топлива изменяется, как уже отмечалось, в несколько меньшей степени, чем теплосодержание продуктов горения:

$$\Delta t \approx \frac{\Delta Q}{1,41}.$$

Следовательно, жаропроизводительность каменного угля при увеличении в нем содержания влаги на 1% понизится менее чем на 0,2% или

примерно в шесть раз меньше, чем его теплотворная способность (см. табл. 24).

Таблица 21

Влияние содержания влаги в каменном угле на низшую теплотворную способность и жаропроизводительность

ВР, %	Низшая теплотворность $Q_{\text{п}}^{\text{н}}$		Жаропроизводительность $t'_{\text{макс}}$	
	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

Если принять во внимание далее, что средняя влажность большинства каменных углей равна 5—10%, а максимальная 10—15%, то очевидно, что увеличение влажности от средней до максимальной, т. е. примерно на 5%, сказывается на понижении жаропроизводительности топлива примерно на 1%.

Поэтому при подсчете располагаемого тепла продуктов горения, при определении потерь тепла с уходящими газами и в других расчетах, основанных на жаропроизводительности топлива, можно не считаться с изменением его жаропроизводительности вследствие увеличения или уменьшения содержания влаги в топливе с высокой теплотворной способностью.

Рассмотрим влияние изменения содержания влаги на жаропроизводительность фрезерного торфа.

Теплотворная способность фрезерного торфа, содержащего 50% влаги, около 2000 ккал/кг, а теплотворная способность сухой массы — около 4500 ккал/кг. Следовательно, увеличение содержания влаги во фрезерном торфе на 1% снижает его теплотворную способность вследствие уменьшения содержания горючей массы на 45 ккал и вследствие расхода тепла на испарение влаги еще на 6 ккал, а всего примерно на 50 ккал, что составляет около 2,5% по отношению к теплотворной способности рабочей массы торфа. Жаропроизводительность фрезерного торфа снизится при увеличении в нем содержания влаги на 1% в соответствии с расходом тепла на испарение 1% влаги, равного 6 ккал, и вследствие затраты тепла на нагрев 1% влаги до температуры около 1500°, равного 5 ккал.

Однако следует считаться с дополнительным понижением жаропроизводительности вследствие того, что суммарный объем продуктов горения, содержащий высокий процент испаренной влаги топлива (в знаменателе дроби), снизится при уменьшении процента сухой массы в несколько меньшей степени, чем теплотворная способность топлива в числителе дроби.

Следовательно, жаропроизводительность торфа снизится в меньшей степени, чем теплотворная способность торфа, но в большей степени, чем снижается жаропроизводительность каменных углей и других видов высококалорийного топлива, при повышении в них содержания влаги на 1%. Это обуславливается тем, что у топлива с высоким содержанием балласта и соответственно низкой теплотворной способностью расход тепла на испарение каждого дополнительного процента влаги и на нагрев влаги от нуля до $t_{\text{макс}}$ больше в процентном отношении к теплотворной способности рабочего топлива и, следовательно, к максимальному тепло-содержанию продуктов горения.

Теплотворная способность и жаропроизводительность торфа различной влажности приведены в табл. 22.

Т а б л и ц а 22

Влияние содержания влаги в торфе на низшую теплотворную способность и жаропроизводительность

Wp, %	Низшая теплотворность, Q_p^p		Жаропроизводительность $t'_{\text{макс}}$	
	ккал/кг	%	°C	%
0	4660	100	2050	100
10	4430	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

В соответствии с этим у топлива с высокой приведенной влажностью, т. е. с высоким содержанием влаги на 1000 ккал теплотворной способности, приходится считаться с понижением жаропроизводительности при увеличении влажности топлива.

К числу этих видов топлива принадлежат дрова, торф и бурые угли. Для оценки жаропроизводительности этих видов топлива необходимо проводить определение примерной влажности топлива. При этом отбор пробы топлива и определение содержания в нем влаги можно производить с меньшей точностью, чем это необходимо для определения влаги в тех случаях, когда проведение теплотехнических испытаний предусматривает обработку материалов испытаний с учетом теплотворной способности топлива.

Значения жаропроизводительности торфа и бурых углей в зависимости от содержания в них влаги приведены в таблицах теплотехнических характеристик твердого топлива (гл. XIV, табл. 141 и 143).

Жаропроизводительность топлива несколько снижается также при учете содержания в воздухе влаги. При содержании в воздухе около 1% водяного пара (по весу), как это принято в нормативном методе теплового расчета котельных агрегатов [22], жаропроизводительность топлива снижается примерно на 30°.

Жаропроизводительность $t'_{\text{макс}}$ с учетом содержания в воздухе 1% водяного пара (по весу) можно подсчитать, исходя из жаропроизводительности топлива $t_{\text{макс}}$ при сжигании в абсолютно сухом воздухе по формуле

$$t'_{\text{макс}} = t_{\text{макс}} \frac{V_{\Sigma}^0}{V_{\Sigma}^0 + 0,019 V_{\text{в}}^0} \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (35)$$

где

V_{Σ}^0 — суммарный объем продуктов сгорания топлива в сухом воздухе, $\text{нм}^3/\text{кг}$;

$V_{\text{в}}^0$ — объем воздуха, необходимый для полного сгорания топлива, $\text{нм}^3/\text{кг}$ (для газа $\text{нм}^3/\text{нм}^3$).

Величина $t_{\text{макс}}$ для различных видов топлива приведена в гл. XXVIII (табл. 178).

При сжигании высокозольного топлива для подсчета развиваемой температуры горения учитывают расход тепла на нагрев золы до максимальной температуры горения.

Жаропроизводительность топлива $t''_{\text{макс}}$ с учетом расхода тепла на нагрев до максимальной температуры горения влаги, содержащейся в воздухе, и золы топлива можно установить по формуле

$$t''_{\text{макс}} = t'_{\text{макс}} \frac{V_{\Sigma}^0}{V_{\Sigma}^0 + 0,0075 A^p} \text{ } ^\circ\text{C},$$

где

V_{Σ}^0 — суммарный объем продуктов сгорания топлива (газообразных) в теоретически необходимом количестве воздуха, $\text{нм}^3/\text{кг}$;

A^p — зольность рабочего топлива, %.

Влияние зольности на низшую теплотворную способность и жаропроизводительность каменного угля и сланца показано в табл. 23 и 24.

Таблица 23

Влияние зольности каменного угля на низшую теплотворную способность и жаропроизводительность, подсчитанную с учетом нагрева золы до температуры горения $t'_{\text{макс}}$

$A^p, \%$	Низшая теплотворность, $Q_{\text{н}}^{\text{п}}$		Жаропроизводительность, $t''_{\text{макс}}$	
	ккал./кг	$^\circ\text{C}$	$^\circ\text{C}$	$\%$
0	7490	100	2140	100
3	7260	97	2140	100
6	7040	94	2140	100
9	6800	94	2130	99,5
12	6590	88	2120	99
15	6360	88	2120	99

В отличие от твердого и отчасти жидкого топлива балластируемых минеральной массой и влагой, основным видом балласта в газообразном топливе являются легорючие газы — азот и двуокись углерода. В соответствии с этим теплотехнические характеристики газообразного топлива в значительной степени определяются содержанием в нем азота.

Содержание азота в различных видах газообразного топлива колеблется в широких пределах — от нуля 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 — около 3%). Однако в некоторых природных и нефтепромысловых газах содержание азота значительно выше (в ухтинском газе около 10%, в газах Куйбышевско-Бугурусланского района 10—20%, а в некоторых случаях до 40 и даже 60%).

В водяном газе, производимом в генераторах периодического действия, содержится около 5% азота в результате смешения водяного газа, в начале периода парового дутья, с продуктами горения, образующимися при разогреве слоя топлива в генераторе в период воздушного дутья.

В каменноугольном коксовом газе содержится несколько процентов азота, проникающего в камеры коксовых печей с продуктами горения через кладку.

Влияние зольности эстонских и ленинградских сланцев на низшую теплотворную способность и жаропродуктивность

Наименование	W _p , %	A _p , %	CO ₂ P _p , %	A _p + CO ₂ P _p , %	Q _D		t' макс		t'' макс	
					ккал/кг	%	°C	%	°C	%
Горючая масса эстонских и ленинградских сланцев	0	0	0	0	8260	—	2120	—	—	—
Горючая масса + влага	13	0	0	0	7120	100	2050	100	2050	100
Сланец эстонский . . .	13	39	13	52	2630	36	1850	90	1740	85
Сланец ленинградский	12	46	14	60	2130	30	1800	88	1640	80

Примечания. 1. Теплотворность рабочей массы подсчитана с учетом расхода тепла на диссоциацию карбонатов, содержащихся в минеральной массе.

2. Жаропродуктивность рабочей массы подсчитана с учетом затраты тепла на диссоциацию карбонатов: $t'_{\text{макс}}$ — без учета расхода тепла на нагрев золы; $t''_{\text{макс}}$ — с учетом расхода тепла на нагрев золы до температуры $t''_{\text{макс}}$.

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 пониженными теплотворной способностью и жаропродуктивностью характеризуются газы, получаемые путем газификации топлива на воздушном и паровоздушном дутье. Содержание азота в генераторных газах из торфа и древесины (смешанных со швельгазом) — около 45%. В генераторных газах, производимых путем газификации каменных углей, антрацита и кокса, содержится около 50% азота, в доменных газах и газе подземной газификации — около 60% N₂.

В газах, образующихся в процессе плавления чугуна в вагранках, в период воздушного дутья 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.

По содержанию азота газообразное топливо резко разделяется на две группы.

К первой принадлежат углеводородные газы (природные, нефтепромысловые, нефтезаводские, сжиженные), коксовые газы, водяной и парокислородный газы, характеризующиеся малым содержанием балласта. Содержание азота в газах этой группы колеблется обычно от нуля до 10%.

Ко второй группе принадлежат газы с высоким содержанием балласта, получаемые путем продувания воздухом слоя раскаленного топлива. К числу этих газов относятся генераторные и доменные газы, содержащие в большинстве случаев 50—60% азота, а также ваграночные газы, продувочные газы генераторов водяного газа и др. с еще большим содержанием азота.

Увеличение содержания азота на 1%, снижая на 1% содержание горючих газов, сильно сказывается на теплотворной способности газообразного топлива.

Для газов с небольшим содержанием балласта, у которых теплотворная способность рабочего топлива мало отличается от теплотворной способности горючей массы газа, т. е. за вычетом N₂ и CO₂, увеличение содержания балласта на 1% и понижение на 1% содержания горючих га-

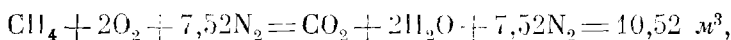
зов снижает примерно на 1% и теплотворную способность технического газа.

У газов с высоким содержанием балласта увеличение содержания N_2 или CO_2 на 1% и соответственное снижение на 1% содержания горючих газов понижает теплотворную способность газообразного топлива на несколько процентов.

Так, например, повышение содержания на 1% балласта в доменном газе с теплотворной способностью около 1000 ккал/м^3 , снижая на 1% содержание в газе основного горючего компонента окиси углерода с теплотворной способностью около 3000 ккал/м^3 понижает теплотворную способность доменного газа на 30 ккал/м^3 , т. е. на 3%.

По-иному влияет содержание в газе балласта на его жаропроизводительность. Понижение теплотворной способности газа вследствие повышения в нем содержания балласта не отражается на жаропроизводительности газообразного топлива вследствие того, что при этом в равной степени уменьшается и объем продуктов горения. Расход тепла на испарение влаги, с которым приходится считаться при оценке влияния на жаропроизводительность балластирования твердого топлива влагой, также не имеет места. Следовательно, необходимо лишь учесть снижение жаропроизводительности газообразного топлива вследствие увеличения объема продуктов горения, в которые переходят содержащиеся в газе азот и двуокиси углерода.

При добавлении к 1 м^3 сухого природного газа, состоящего в основном из метана, 1% азота объем продуктов сгорания в теоретически необходимом количестве воздуха возрастает менее чем на 0,1%, как это видно из следующего подсчета:



$$\frac{0,01 \cdot 100}{10,52} = 0,095\%.$$

Расход тепла Q на нагрев 1 объемного процента азота до температуры около 2000° , соответствующей жаропроизводительности большинства природных газов с малым содержанием балласта:

$$Q = 0,01 \cdot 0,35 \cdot 2000 = 7 \text{ ккал},$$

что составляет менее одной десятой процента по отношению к теплосодержанию продуктов горения 1 м^3 газа:

$$\Delta Q = \frac{7 \cdot 100}{8500} = 0,08\%.$$

В соответствии с этим жаропроизводительность природных газов при увеличении в них содержания азота на 1% снижается на 0,08%: $1,1\% = 0,07\%$, т. е. примерно в 14 раз меньше, чем теплотворная способность.

В коксовых газах с теплотворной способностью около 4000 ккал/м^3 увеличение содержания азота на 1% снижает жаропроизводительность в большей степени $(7 \cdot 100) : (4000 \cdot 1,1) = 0,16\%$.

Следовательно, увеличение содержания азота в коксовом газе на 1% снижает его жаропроизводительность в шесть раз меньше, чем теплотворную способность.

В водяном газе с теплотворной способностью 2500 ккал/м^3 , содержащем около 50% H_2 и около 40% CO и принадлежащем, следовательно, также к числу мало забалластированных газов, увеличение содержания азота на 1% понижает жаропроизводительность газа примерно на 0,3%, т. е. в три раза меньше, чем теплотворную способность.

В газах с высоким содержанием балласта — генераторных и доменных — увеличение содержания азота на 1% снижает жаропродуцируемость газа примерно на 1—1.5% при снижении теплотворной способности газа на 2—3%. Следовательно, жаропродуцируемость генераторного газа снижается в меньшей степени, чем его теплотворная способность, но все же в большей степени, чем жаропродуцируемость малобалластных высококалорийных газов.

Интересно отметить, что содержание в газе N_2 и CO_2 , в равной степени снижая теплотворную способность газа, различно сказывается на его жаропродуцируемости. Вследствие более высокой теплоемкости двуокиси углерода каждый процент CO_2 в газе эквивалентен в отношении снижения жаропродуцируемости газа примерно полутора процентам азота.

Жаропродуцируемость газообразного топлива. Различные виды газообразного топлива могут быть классифицированы по жаропродуцируемости так: газы высокой жаропродуцируемости: $t_{\text{макс}}$ выше 2000° ; средней жаропродуцируемости: $t_{\text{макс}}$ от 1700 до 2000° ; пониженной жаропродуцируемости: $t_{\text{макс}}$ от 1400 до 1700° ; газы низкой жаропродуцируемости: $t_{\text{макс}}$ до 1400° .

Изменение жаропродуцируемости газообразного топлива обуславливается в основном содержанием в техническом газе балласта, т. е. негорючих газов — азота и двуокиси углерода, увеличивающих объем продуктов горения и соответственно понижающих жаропродуцируемость технического газа.

В табл. 183 (стр. 373) приведены состав, теплотворная способность и жаропродуцируемость некоторых видов газообразного топлива [19].

Наряду с жаропродуцируемостью $t_{\text{макс}}$, подсчитанной исходя из сжигания газа в сухом воздухе, в таблице приведена также жаропродуцируемость газов $t'_{\text{макс}}$ с учетом их сжигания в воздухе, содержащем 1 вес. % влаги. При непользовании жаропродуцируемости газов в технических расчетах рекомендуется пользоваться величиной $t'_{\text{макс}}$, подсчитанной с учетом средней влажности воздуха.

К числу газов с высокой жаропродуцируемостью относятся водяной газ, нефтяные, коксовые, природные и другие технические газы, содержащие до 25% балласта ($CO_2 + N_2$); наибольшей жаропродуцируемостью из технических газов характеризуется водяной газ, несмотря на его сравнительно невысокую теплотворную способность.

Во вторую группу технических газов входят генераторные газы, получаемые из битуминозных видов топлива методом прямой газификации, и смешанные коксо-домашные газы. Содержание балласта в этих газах от 35 до 60%.

К числу газов пониженной жаропродуцируемости принадлежат смешанный и воздушный генераторные газы, вырабатываемые из тощих видов топлива, а также из битуминозных видов топлива методом обращенной газификации, и доменные газы. Содержание балласта в этих газах от 60 до 70%.

В группу газов низкой жаропродуцируемости входят различные виды отбросных промышленных газов с содержанием балласта выше 70%. Газы с низкой жаропродуцируемостью часто не используются в технике вследствие низкой температуры горения.

В табл. 183 наряду с жаропродуцируемостями, подсчитанными исходя из сжигания холодных газов, приведены также температуры горения $t_{2\text{макс}}$ с учетом располагаемой теплоты указанных газов, выпускаемых из установок с температурой около 500° и выше. Приведенные значения $t_{2\text{макс}}$ свидетельствуют о возможности сжигания указанных отбросных газов, в особенности с подогревом воздуха и газа.

Следует отметить, что изменение в соотношении содержания в газе водорода и углеводородов, а также в составе углеводородов, сильно сказываясь на теплотворной способности газа, мало отражается на его жаропродуцируемости. Кривые, приведенные на рис. 6, иллюстрируют резкое различие в теплотворной способности 1 м^3 насыщенных углеводородов (алканов) с различным числом атомов в молекуле при весьма малом изменении жаропродуцируемости углеводородов.

В соответствии с этим теплотворная способность различных видов газообразного топлива, мало отличающихся по жаропродуцируемости,

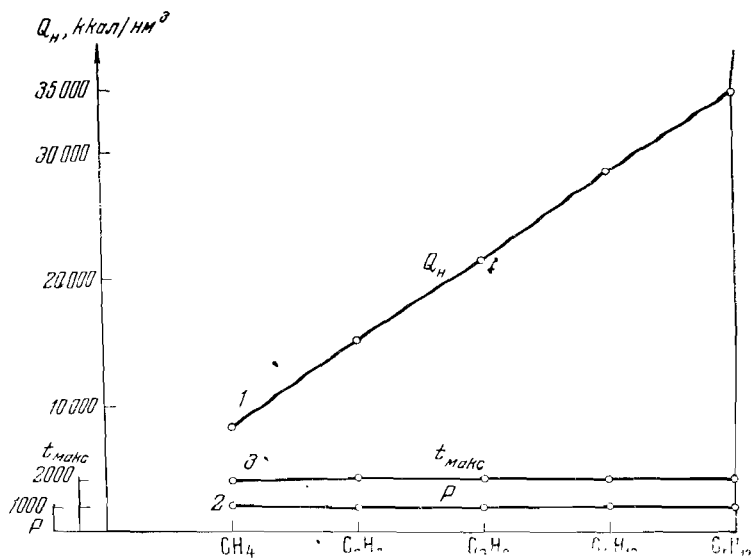


Рис. 6. Теплотворная способность и жаропродуцируемость углеводородов

1 — низшая теплотворная способность, Q_H , ккал/м³; 2 — низшая теплотворная способность, отнесенная к 1 м³ сухих продуктов горения, p , ккал/м³; 3 — жаропродуцируемость $t_{\text{макс}}$, °C

Наименование газа	Формула	Q_H , ккал/м ³	$t_{\text{макс}}$, °C	p сухих продуктов горения, ккал/м ³
Метан	CH_4	8558	2043	1005
Этан	C_2H_6	15231	2097	1005
Пропан	C_3H_8	21800	2110	1000
Бутан	C_4H_{10}	28345	2118	998
Пентан	C_5H_{12}	34900	2119	995

может испытывать значительные колебания. Так, например, теплотворная способность московского городского газа, поступающего из различных газгольдерных станций, в 1956 г. колебалась от 4900 до 6800 ккал/м³.

Весьма малые изменения жаропродуцируемости при существенных колебаниях теплотворной способности приведены для природного газа в табл. 78 и 80 (гл. VIII, стр. 185 и 186), для нефтепромыслового попутного газа в табл. 88 и 89 (гл. IX, стр. 198), для сжиженных газов в табл. 92 (гл. X, стр. 203), для нефтезаводских газов в табл. 185 и 186 (гл. XXVIII, стр. 376), для коксовых газов в табл. 188 (гл. XXVIII, стр. 377).

Жаропродуцируемость жидкого топлива. В табл. 95 (глава XI) приведены жаропродуцируемости $t'_{\text{макс}}$ различных видов жидкого топлива, подсчитанные при сжигании в воздухе, содержащем 1 вес. % влаги. Состав и теплотворная способность жидкого топлива приняты по справочнику машиностроителя [20]. Жаропродуцируемость $t_{\text{макс}}$ указанных видов топлива при сжигании в сухом воздухе примерно на 30° выше, чем при сжигании в воздухе, содержащем 1 вес. % влаги

(стр. 45). При сжигании не в жидком, а в парообразном состоянии жаро-производительности углеводородов повышаются, как это было отмечено выше (см. стр. 44), примерно еще на 15°.

С учетом изложенного подсчитанные жаропроизводительности жидкого топлива хорошо сочетаются с жаропроизводительностями тяжелых индивидуальных углеводородов (см. рис. 1).

Следует отметить, что в тяжелом нефтяном топливе может содержаться до 10% влаги. Данные, приведенные в табл. 102, показывают, что содержание в мазуте 9% влаги понижает его теплотворную способность с 9600 до 8700 ккал/кг, т. е. на 10%.

Таблица 25

Теплотворная способность и жаропроизводительность жидкого топлива

Топливо	Элементарный состав горючей массы, %				Низшая теплотворная способность $Q_{н}^p$, ккал/кг	Жаропроизводительность $t'_{жас}$, °C
	C ^p	S ^p	H ^p	O ^p + N ^p		
Бензин	85,0	0,05	14,9	0,05	10 450	2 082
Керосин	86,0	0,1	13,8	0,1	10 260	2 087
Соларовое масло . .	86,3	0,3	13,3	0,1	10 110	2 098
Мазут	88,4	0,5	10,4	0,7	9 600	2 110

Жаропроизводительность мазута понижается при этом по причинам, рассмотренным выше (стр. 56), в значительно меньшей степени, а именно: с 2115 до 2070°, т. е. на 2%, а при содержании в мазуте 3% влаги — на 0,7%. Поэтому при содержании в мазуте небольшого процента влаги его жаропроизводительность можно принимать за величину постоянную.

Интересно отметить, что поскольку жаропроизводительность группы гомологической разности CH_2 несколько выше жаропроизводительности легких моторных топлив, можно ожидать, что у жидкого нефтяного топлива жаропроизводительность будет возрастать с увеличением молекулярного веса, сопровождающегося увеличением числа групп CH_2 в молекуле и повышением соотношения углерода к водороду.

В табл. 25 приведены данные по теплотворной способности и жаропроизводительности некоторых видов жидкого топлива. Жаропроиз-

Таблица 26

Состав и теплотехнические характеристики горючей массы твердого топлива

Топливо	Состав горючей массы, %					Выход летучих веществ V_f , %	Низшая теплотворная способность $Q_{н}^p$, ккал/кг	Жаропроизводительность $t'_{жас}$, °C	RO жас. продуктов сгорания, %
	C ^p	S ^p	H ^p	O ^p	N ^p				
Дрова	51	—	6,1	42,3	0,6	85	4500	1980	20,5
Торф	58	0,3	6	33,6	2,5	70	5240	2050	19,5
Сланец	60—75	4—13	7—10	12—17	0,3—1,2	80—90	6500—8300	2120	16,7
Бурый уголь . .	64—78	0,3—6	3,8—6,3	15—26	0,6—1,6	40—60	6000—7000		19,5
Каменный уголь	75—90	0,5—6	4—6	2—13	1—2,7	9—50	7300—8300	2130	19,0
Полуантрацит .	90—94	0,5—3	3—4	2—5	1	6—9	8000—8200	2130	19,3
Антрацит	93—94	2—3	2	1—2	1	3—4	8000	2150	20,2

дительность несколько возрастает с увеличением отношения в топливе углерода к водороду, в то время как теплотворная способность при этом снижается.

Жаропродуцируемость твердого топлива. Состав, теплотворная способность и жаропродуцируемость горючей массы твердого топлива приведены в табл. 26.

Жаропродуцируемость дров приведена в табл. 106 (гл. XIII), торфа и бурых углей в табл. 111 и 113 (гл. XIV), каменных углей, полуантрацита и антрацита в табл. 123, 124 и 126 (гл. XV), горючих сланцев в табл. 181, гл. XXVIII. В табл. 178 (гл. XXVIII) приведены данные по жаропродуцируемости всех основных видов твердого, жидкого и газообразного топлива.

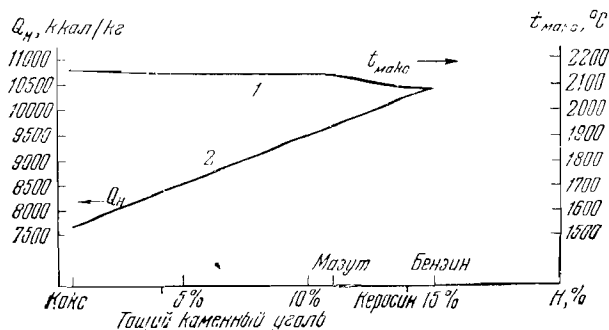


Рис. 7. Зависимость теплотворной способности и жаропродуцируемости топлива от содержания водорода
1 — жаропродуцируемость $t_{max}, ^\circ C$; 2 — низшая теплотворная способность $Q_n, \text{ккал/кг}$; H — процент водорода в топливе

Кривые, приведенные на рис. 7, показывают резкое изменение теплотворной способности твердого и жидкого топлива в зависимости от содержания в топливе водорода и малое влияние этого фактора на жаропродуцируемость топлива.

Рис. 8 иллюстрирует степень влияния на теплотворную способность и жаропродуцируемость содержания в топливе «свободного водорода», количество которого определяется величиной

$$H = \frac{O}{8}.$$

Некоторое повышение жаропродуцируемости отмечается у каменных углей с одинаковой влажностью при возрастании содержания углерода и уменьшении содержания водорода и в особенности кислорода, как это видно из данных, приведенных в табл. 27.

Следует отметить, что в технической литературе излагается обширный материал по теплотворной способности различных видов топлива и вместе с тем далеко не всегда приводятся данные по жаропродуцируемости, имеющие первостепенное значение для теплотехнической оценки топлива и выбора оптимальных областей его применения. Приводимые в литературе данные по жаропродуцируемости топлива в некоторых случаях нуждаются в уточнении.

Жаропродуцируемости, приводимые в настоящей работе, подсчитаны автором по теплотворным способностям и теплоемкостям, опубликованным после 1950 г. [14, 18, 20, 21, 22].

Продукты полного сгорания топлива в стехиометрическом объеме воздуха состоят из двуокиси углерода, сернистого газа, водяного пара и азота.

Теплотворная способность и жаропродуктивность донецких углей

Топливо	W, %	Элементарный состав горючей массы, %					Низшая теплотворная способность $Q_{н}^p$, ккал/кг	Жаропродуктивность $t_{макс}'$, °C
		C ^p	S ^p	H ^p	O ^p	N ^p		
Каменный уголь								
газовый	6	80,5	4,3	5,4	8,3	1,5	7700	2070
паровичный жирный . .	6	83,0	4,8	5,1	5,6	1,5	8000	2120
тощий	6	90,0	2,2	4,2	2,1	1,5	8260	2120
Антрацит семячко . . .	6	93,0	2,2	1,8	2,0	1,0	7970	2150

В процессе отбора пробы продуктов горения содержащийся в них водяной пар конденсируется, и данные газового анализа продуктов горения относят к объему сухих газов, состоящих, следовательно, из поглощаемых щелочью кислотных окислов — двуокиси углерода и сернистого газа, обозначаемых RO_2 , и азота.

Количество тепла, приходящееся при полном сгорании топлива в стехиометрическом объеме воздуха на 1 $м^3$ сухих продуктов горения — p , является важной характеристикой топлива, позволяющей легко определить потери тепла вследствие химической неполноты горения, а также подсчитать коэффициент полезного действия газификации.

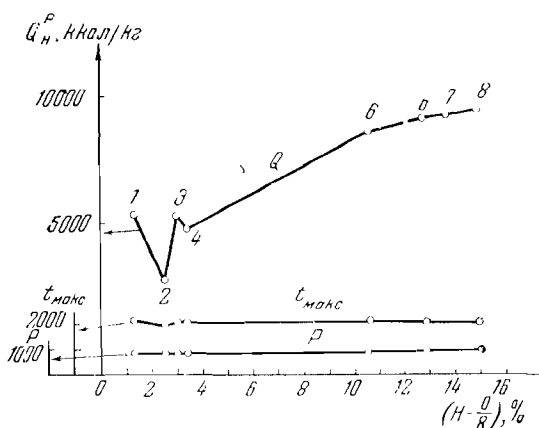


Рис. 8. Зависимость теплотворной способности и жаропродуктивности топлива от содержания в топливе «свободного» водорода»

Наименование топлива	H _н ^p , %	O _н ^p , %	H _н ^p - $\frac{O_n^p}{8}$, %	W ^p , %	A ^p , %	$Q_{н}^p$, ккал/кг	$t_{макс}'$, °C	p , ккал/м ³
1. Антрацит АС . . .	1,5	1,6	1,3	6	13	6400	2150	910
2. Каменный уголь донецкий П/П . .	2,8	3,4	2,4	7	42	3850	2024	910
3. Каменный уголь донецкий Т . . .	3,2	1,6	3,0	6	17	6320	2120	930
4. Каменный уголь донецкий Г	4,2	6,4	3,4	8	15	5900	2077	930
5. Мазут	10,7	0,8	10,6	0	0	9600	2115	965
6. Солировое масло	13,3	0,1	13,3	0	0	10110	2098	975
7. Керосин	13,7	0,2	13,7	0	0	10260	2087	980
8. Бензин	14,9	0	14,9	0	0	10450	2082	980

Количество тепла R , приходящееся при полном сгорании топлива в стехиометрическом объеме воздуха на 1 м^3 продуктов горения, содержащих водяной пар, образующийся при сгорании топлива, позволяет легко подсчитать жаропроизводительность топлива.

КОЛИЧЕСТВО ТЕПЛА, ПРИХОДЯЩЕЕСЯ НА 1 м^3 СУХИХ ПРОДУКТОВ ГОРЕНИЯ ПРИ ПОЛНОМ СГОРАНИИ РАБОЧЕГО ТОПЛИВА В ТЕОРЕТИЧЕСКИ НЕОБХОДИМОМ КОЛИЧЕСТВЕ ВОЗДУХА — p

В соответствии с отмеченным выше возрастанием объемов продуктов горения с увеличением теплотворной способности топлива количество тепла, выделяемое при полном сгорании единицы рабочего топлива в теоретически необходимом количестве воздуха и приходящееся на 1 м^3 сухих продуктов горения, равно

$$p = \frac{Q_{\text{н}}^0}{V_{\text{с.г.}}^0}, \quad (36)$$

т. е. отношение теплотворной способности топлива $Q_{\text{н}}^0$ к теоретическому объему сухих продуктов горения $V_{\text{с.г.}}^0$, должно испытывать значительно меньшие колебания по сравнению с изменениями теплотворной способности топлива.

Изменения в составе горючей массы топлива, сильно влияя на теплотворную способность горючей массы, значительно меньше сказываются на величине p . Тем не менее величина p для горючей массы топлива испытывает известные колебания.

Прежде всего следует отметить, что теплотворная способность 1 кг молекулярного газообразного водорода (около $28\,640 \text{ ккал}$) значительно превосходит количество тепла, выделяющееся при сгорании 1 кг водорода, входящего в состав жидкого и твердого топлива, вследствие эндотермичности реакций, связанных с расщеплением сложных молекул, входящих в состав твердого и жидкого топлива, и образованием газообразного водорода.

По Д. И. Менделееву, количество тепла, выделяемое при сгорании 1 кг водорода, входящего в состав жидкого и твердого топлива, с образованием воды, равно $30\,000 \text{ ккал кг}$, а следовательно, с образованием пара $30\,000 - 600 \cdot 9 = 24\,600 \text{ ккал [1]}$.

Далее, для газообразного топлива значения p зависят от соотношения водорода, окиси углерода и углеводородов, однако в значительно меньшей степени, чем значения теплотворной способности.

Значения $Q_{\text{н}}$ и p для водорода, окиси углерода и некоторых углеводородов приведены в табл. 182 (стр. 372).

Колебания величины p для технических газов с малым содержанием азота и двуокиси углерода, входящих в первую группу энергетической классификации горючих газов [19], должны быть значительно меньше колебаний величины p для водорода, окиси углерода и углеводородов по следующим причинам.

1. Технические газы с высоким содержанием водорода и окиси углерода содержат больше балласта, чем углеводородные газы. Так, например, водяной газ, состоящий из водорода и окиси углерода, содержит около 10% , а двойной водяной газ — около $18\% \text{ N}_2 + \text{CO}_2$, в то время как углеводородные газы — природный, нефтяные, сжиженный обычно, не содержат балласта или содержат всего лишь около 1% балласта.

2. Ряд технических горючих газов с малым содержанием балласта содержат в значительном количестве водород, характеризующийся высоким значением величины p , а также метан и другие углеводороды, отличаю-

щиеся более низким значением p . К числу таких газов относятся коксовые газы из каменных углей и сланцев, светильный газ и др.

В табл. 184 (стр. 375) приведены значения p для технических газов, входящих в первую, вторую и третью группы энергетической классификации горючих газов.

Для городского газа, состоящего из смеси природного с коксовым или сланцевым, величина p остается близкой к 1040 ккал/нм^3 сухих продуктов горения при колебании теплотворной способности в значительных пределах (в настоящее время московский городской газ по своему составу и свойствам практически соответствует природному).

Для технических газов с высоким содержанием балласта величина p значительно снижается, составляя для генераторного газа из антрацита и кокса, теплотворной способностью около 1200 ккал/нм^3 , около 740 ккал/нм^3 сухих продуктов горения; для доменного газа, теплотворной способностью около 940 ккал/нм^3 , $\sim 600 \text{ ккал/нм}^3$ сухих продуктов горения.

Колебания величины p для различных видов жидкого и твердого топлива значительно меньше, чем колебания их теплотворной способности.

На стр. 26 отмечалось, что при сжигании жидкого и твердого топлива количество тепла, приходящееся на каждый килограмм содержащегося в топливе водорода, может быть принято равным $24\,600 \text{ ккал}$. Отсюда количество тепла, выделяемое при полном сгорании 1 кг водорода в пересчете на 1 нм^3 сухих продуктов горения можно вычислить из соотношения

$$p = \frac{Q_H \cdot \mu}{v \cdot b}, \quad (37)$$

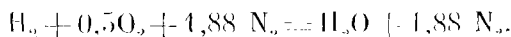
где

Q_H — низшая теплотворная способность водорода, ккал/кг ;

μ — молекулярный вес водорода;

v — молекулярный объем, $\text{нм}^3/\text{моль}$;

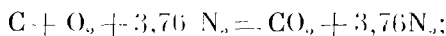
b — число молей сухих продуктов горения, образующихся при сгорании 1 кг жом водорода согласно уравнению



Отсюда

$$p = \frac{24\,600 \cdot 2}{22,4 \cdot 1,88} = 1170 \text{ ккал/нм}^3.$$

При сгорании 1 кг углерода на 1 нм^3 сухих продуктов горения выделяется 910 ккал тепла, как это видно из следующего подсчета:



$$p = \frac{8100 \cdot 12}{22,4 \cdot 4,76} = 910 \text{ ккал/нм}^3.$$

Теплотворная способность водорода, входящего в состав жидкого и твердого топлива, превышает теплотворную способность углерода примерно в три раза ($24\,600 : 8100 = 3,03$), а теплотворная способность водорода, пересчитанная на 1 нм^3 сухих продуктов горения, превышает аналогичную величину для углерода менее чем на 30% ($1170 : 910 = 1,28$).

Таким образом, сравнительно значительные колебания соотношения водорода и углерода в составе горючей массы топлива резко отражаются на теплотворной способности и весьма мало на величине p , т. е. теплотворной способности, отнесенной к 1 нм^3 сухих продуктов горения (см. гл. XXVIII, табл. 178).

У сопоставляемых топлив значения p несколько возрастают с увеличением в топливе соотношения водорода к углероду; так, у бензина и керо-

сина p около 980, у дизельного автотракторного топлива и солярowego масла около 975, у моторного топлива 970 и т. д. (см. табл. 96).

Значения величины p , подсчитанные для жидкого нефтяного топлива, в частности для различных марок мазута, могут быть приняты равными 970 ккал/нм^3 . Отклонения в значении p для различных видов нефтяного жидкого топлива от указанной величины не превышают 10 ккал/нм^3 , т. е. 1% (см. табл. 96, гл. XI и табл. 102, гл. XII).

У антрацитов значение $p \sim 940 \text{ ккал/нм}^3$. У каменных углей значение p несколько выше, чем у антрацитов: 920—940 ккал/нм^3 ; у длинно-пламенных несколько выше, чем у тощих.

Далее, изменение зольности топлива, резко влияющее на теплотворную способность, не сказывается на величине p . В соответствии с этим p для необогащенного и обогащенного топлив и для отходов обогащения остается неизменным, в то время как теплотворная способность топлива резко меняется с изменением его зольности.

Влага, содержащаяся в топливе, снижает его теплотворную способность, как уже указывалось, в силу двух причин: во-первых, потому, что наличие влаги понижает процент горючей массы; во-вторых, вследствие расхода тепла на испарение влаги.

Снижение теплотворной способности топлива вследствие первой причины, т. е. наличия в нем балласта (в данном случае влаги), не сказывается на величине p , и лишь расход тепла на испарение влаги, снижая дополнительно теплотворную способность топлива, сказывается и на уменьшении p . Однако нетрудно усмотреть, что из указанных двух причин снижения теплотворной способности топлива вследствие наличия в нем влаги первая является решающей.

В самом деле, для каменных углей, теплотворной способностью 6000 ккал/кг , каждый процент влаги снижает теплотворную способность топлива на 60 ккал вследствие уменьшения горючей массы и только на 6 ккал вследствие расхода тепла на испарение влаги. Таким образом, расход тепла на испарение влаги составляет лишь 10% от снижения теплотворной способности топлива вследствие того, что влага, как балласт топлива, понижает содержание в нем горючей массы.

Для мазута с теплотворной способностью около 9700 ккал/кг каждый процент влаги снижает теплотворную способность топлива вследствие уменьшения содержания горючей массы на 97 ккал и вследствие расхода тепла на испарение только на 6 ккал . Следовательно, расход тепла на испарение влаги составляет лишь около 6% по отношению к общему снижению теплотворной способности балластируемого влагой жидкого топлива. Вследствие этого увеличение влажности жидкого топлива, антрацита, каменных углей и большинства бурых углей резко снижает теплотворную способность топлива и сравнительно мало сказывается на изменении величины p . Лишь весьма высокое содержание влаги, порядка 50%, в кюргазинских бурых углях (Башкирия) и александрийских бурых углях (Украина) существенно снижает величину p по сравнению с другими бурыми углями.

Значения величины p для различных видов топлива даны в сводной табл. 178, гл. XXVIII. Более подробные данные по важнейшим видам твердого топлива приведены в главах XIII, XIV, XV.

Из рассмотрения табл. 123 видно, что низшая теплотворная способность различных каменных углей большинства бассейнов СССР колеблется от 3850 до 6800 ккал/кг , а значение величины p для каменных углей — от 900 до 940 ккал/нм^3 , в большинстве же случаев от 920 до 940 ккал/нм^3 . В среднем эта величина может быть принята равной 930 ккал/нм^3 , причем колебания в значении величины p не превышают в большинстве случаев $\pm 1\%$.

Для аятрацитов величина p колеблется от 900 до 920 ккал/нм^3 . Среднее значение величины p для антрацитов 910 ккал/нм^3 . Предел колебаний $\pm 1\%$.

Для бурых углей с содержанием влаги до 40% величина p колеблется от 850 до 915 ккал/нм^3 , составляя в среднем 890 ккал/нм^3 . Предел колебаний $\pm 3\%$.

Для бурых углей с содержанием влаги выше 40% значение величины p существенно ниже и должно корректироваться в зависимости от влажности топлива.

Количество тепла R , приходящееся на 1 нм^3 суммарного объема продуктов горения, т. е. объема продуктов горения, содержащих водяной пар, естественно, всегда меньше количества тепла p , приходящегося на 1 нм^3 сухих продуктов горения. У топлива с малым содержанием водорода, образующего при сгорании водяной пар, и влаги, переходящей в продукты горения, различие между величинами R и p невелико. Напротив, у топлива с высоким содержанием водорода и влаги различие между величинами R и p может быть весьма значительно.

Значения величины R для дров приведено в гл. XIII, торфа и бурых углей в гл. XIV, каменных углей, полуантрацита и антрацита в гл. XV, сланцев, коксовых, генераторных, ваграночных и других газов в гл. XXVIII, природного газа в гл. VIII, нефтепромышленового в гл. IX, сжиженного в гл. X.

СОТНОШЕНИЕ ОБЪЕМОВ СУХИХ И ВЛАЖНЫХ ПРОДУКТОВ ГОРЕНИЯ

Состав влажных продуктов полного сгорания различных видов топлива в стехиометрическом объеме воздуха приведен в табл. 28.

Для жидкого и газообразного топлива, не содержащего влаги или содержащего небольшое ее количество, соотношение между объемами влажных и сухих продуктов горения B , при сжигании топлива в теоретических условиях, определяется составом сухого топлива и с уменьшением содержания водорода возрастает с 0,79 до 0,97.

$$B = \frac{V_{\text{с.р.}}}{V_{\Sigma}} = \frac{V_{\text{CO}_2} + V_{\text{N}_2}}{V_{\text{CO}_2} + V_{\text{N}_2} + V_{\text{H}_2\text{O}}}, \quad (38)$$

где

V_{CO_2} , V_{N_2} и $V_{\text{H}_2\text{O}}$ — соответственно объемы двуокиси углерода, азота и паров воды в продуктах горения.

В табл. 29 приводятся значения отношений объема сухих продуктов горения к влажным (B) для некоторых видов газообразного и жидкого топлива.

Значение B для твердого топлива уменьшается с повышением отношения в топливе водорода к углероду и с возрастанием влажности топлива. Наибольшим значением B , равным 0,95, характеризуются антрациты. У полуантрацитов и тощих каменных углей B около 0,93. У паровых, жирных, газовых и длиннопламенных каменных углей значения B колеблются от 0,91 (для ПЖ) до 0,89 (для Д), в среднем около 0,90.

Изменение содержания влаги в антрацитах и каменных углях от нормальной для большинства этих топлив влажности 5–10% до максимальной 12–15% мало сказывается на значении B .

Для бурых углей, отличающихся высокой влажностью, значение B определяется содержанием влаги в большей степени, чем изменениями в элементарном составе топлива.

Состав влажных продуктов горения некоторых видов топлива

Наименование топлива	Состав продуктов горения *, %				N ₂ RO ₂ +H ₂ O
	CO ₂	SO ₂ **	H ₂ O	N ₂	
Доменный газ	24	0,2	3	73	2,7
Углерод	21	0	0	79	3,8
Кокс доменный	19	0,2	8	73	2,7
Антрацит доменный	19	0,2	5	76	3,1
Каменный уголь тощий (доменный)	18	0,2	7	75	3,0
Каменный уголь сухой стекольный (экибастузский)	17	0,2	10	73	2,7
Каменный уголь паровичный жирный (доменный)	17	0,2	9	74	2,8
Каменный уголь паровичный жирный (карагандинский)	17	0,1	9	74	2,8
Каменный уголь длиннопламенный (доменный)	17	0,2	11	72	2,6
Каменный уголь длиннопламенный (кузнецкий)	17	0,05	10	73	2,7
Бурый уголь челябинский (W — 17%; A — 25%)	17	0,2	13	70	2,3
Бурый уголь канский (W — 32%; A — 10%)	16	0,1	16	68	2,1
Бурый уголь подмосковный (W — 33%; A — 23%)	16	0,5	19	65	1,9
Сланцы остонские	16	0,3	17	67	2,0
Дрова (W — 40%)	15	0	25	60	1,5
Торф кусковой (W — 40%)	15	0,04	23	62	1,6
Торф фрезерный (W — 50%)	14	0,02	28	58	1,4
Мазут малосернистый	14	0,03	12	74	2,8
Мазут высокосернистый	14	0,2	12	74	2,8
Газ сжиженный	12	0	15	73	2,7
Газ природный	10	0	20	70	2,3
Газ коксовый очищенный	8	0	23	69	2,2
Водород	0	0	35	65	1,9

Примечание. * Состав продуктов горения округлен. ** Содержание SO₂ в продуктах горения включено в RO₂ (RO₂ + H₂O + N₂ = 100%, RO₂ = CO₂ + SO₂).

Таблица 29

Значения В для газообразного и жидкого топлива

Топливо	В	Топливо	В
Коксовый газ	0,79	Жидкое моторное топливо . .	0,86
Водяной газ	0,81	Мазут	0,88
Природный газ	0,81	Генераторные газы	0,91
Московский городской газ	0,81	Доменный газ	0,97

Значение B для бурых углей при содержании влаги:

15—20%	~0,87	40—45%	~0,78
20—30%	~0,85	45—50%	~0,73
30—40%	~0,81	50—55%	~0,70

Значение B для торфа при содержании влаги:

30%	~0,84
40%	~0,77
50%	~0,72

Значение величины B учитывается при подсчете располагаемого тепла продуктов горения и потерь тепла с уходящими газами. Данные о величине B для отдельных видов топлива приведены в гл. VIII—XV, а также в сводной табл. 178, гл. XXVIII.

ИЗМЕНЕНИЕ ОБЪЕМА СУХИХ ПРОДУКТОВ ГОРЕНИЯ — n

Для подсчета физических потерь тепла с уходящими газами и определения располагаемой теплоты продуктов горения по предлагаемому методу необходимо иметь возможность простого и быстрого подсчета изменения объема сухих продуктов горения в реальных условиях по отношению к объему сухих продуктов горения при сжигании газа в теоретических условиях.

Изменение объема реальных сухих продуктов горения по отношению к теоретическому объему обуславливается увеличением их объема вследствие работы с избытком воздуха или уменьшением объема вследствие сжигания с недостаточным для полного сгорания объемом воздуха. Часто может иметь место сочетание этих факторов, т. е. увеличение объема продуктов горения вследствие разбавления их воздухом при наличии продуктов неполного горения.

Объем продуктов горения V_{Σ} подсчитывается обычно, исходя из состава топлива, с учетом коэффициента избытка воздуха α , которым принято обозначать отношение поступившего воздуха к теоретически необходимому.

При сжигании 1 кг твердого или жидкого топлива

$$V_{\Sigma} = V_{H_2O} + V_{RO_2} + V_{N_2} + (\alpha - 1) V^0 = \left(\frac{9H^p + W^p}{80,4} + 0,0161^m \right) + \\ + 1,866 \frac{K^p}{100} + \left(0,791^m + 0,8 \frac{N^p}{100} \right) + (\alpha - 1) V^0 \text{ м}^3,$$

где

V^0 — стехиометрический объем воздуха, м^3 , необходимый для горения 1 кг твердого или жидкого топлива;

$$V^0 = 0,0889K^p + 0,265H^p + 0,0333O^p \text{ м}^3;$$

или при сжигании 1 м^3 газообразного топлива

$$V_{\Sigma} = V_{H_2O} + V_{RO_2} + V_{N_2} + (\alpha - 1) V^0 = \\ = \{ 0,01 [H_2 + 2CH_4 + \frac{m}{2} C_n H_m + H_2S + 0,42d] + 0,016 V^0 \} + \\ + 0,01 (CO_2 + CO + CH_4 + nC_n H_m + H_2S) + (0,79 \cdot V^0 + 0,01 N_2) + \\ + (\alpha - 1) V^0 \text{ м}^3,$$

где

$$V_0 = 0,0476 \left[0,5\text{CO} + 0,5\text{H}_2 + 2\text{CH}_4 + \left(n + \frac{m}{4} \right) \text{C}_n\text{H}_m + 1,5\text{H}_2\text{S} - \text{O}_2 \right] \text{ н.м}^3.$$

В предлагаемой методике подсчитывается не объем продуктов горения V_2 , а лишь изменение объема по отношению к теоретическому.

Для подсчета изменения объема сухих продуктов горения по отношению к теоретическому объему предлагается вести подсчет по балансу углеродсодержащих газов. При подсчете по этому методу отношение объема сухих продуктов горения, получаемого при сжигании топлива в условиях исследуемой установки, к теоретическому объему определяется величиной h , равной отношению максимально возможного содержания CO_2 в теоретических продуктах горения к сумме углеродсодержащих газов в продуктах горения.

Из указанных газов в продуктах горения содержатся двуокись углерода, окись углерода и метан. Содержание этилена и других непредельных углеводородов в продуктах горения обычно равно нулю.

Итак,

$$h = \frac{\text{CO}_{2\text{ макс}}}{\text{CO}_2' + \text{CO}' + \text{CH}_4'} \quad (39)$$

где $\text{CO}_{2\text{ макс}}$ — максимально возможное содержание CO_2 в сухих продуктах горения, а CO_2' , CO' и CH_4' — содержание двуокиси углерода, окиси углерода и метана в сухих продуктах горения (в %).

При сжигании сернистого топлива формула (39) приобретает следующий вид:

$$h = \frac{\text{RO}_{2\text{ макс}}}{\text{RO}_2' + \text{CO}' + \text{CH}_4'} \quad (39a)$$

где $\text{RO}_{2\text{ макс}}$ — максимально возможное содержание RO_2 , т. е. суммы $\text{CO}_2 + \text{SO}_2$ в сухих продуктах горения.

Не следует смешивать величину h с коэффициентом избытка воздуха α . Для топлива, у которого объем сухих продуктов горения равен или близок к объему воздуха, эти значения действительно совпадают. Однако для топлива, у которого объем сухих продуктов горения отличается от объема воздуха, значения h и α существенно различны. Так, при сжигании доменного газа с коэффициентом избытка воздуха, равным 1,30, объем сухих продуктов горения возрастает только в 1,15 раза, как это видно из расчета, приведенного в табл. 244, стр. 392.

При $\alpha = 1,3$ объем сухих продуктов горения на 100 н.м³ газа:

$$\begin{array}{r} \text{CO}_2 = 38,8 \text{ н.м}^3 \\ \text{N}_2 58,5 + 60,2 \cdot 1,3 = 136,8 \text{ »} \\ \text{O}_2 16 \cdot 0,3 = 4,8 \text{ »} \\ \hline \text{Сумма} \dots = 180,4 \text{ н.м}^3 \\ h = \frac{V_{\alpha=1,3}}{V_{\alpha=1}} = \frac{180,4}{157,5} = 1,15. \end{array}$$

Следовательно, значение h равно 1,15 для продуктов полного сгорания доменного газа при $\alpha = 1,3$.

Содержание избыточного воздуха $V_{\text{изб}}$ в сухих продуктах сгорания может быть определено, исходя из коэффициента избытка воздуха α и объема воздуха, необходимого для полного сгорания 1 кг топлива V^0 :

$$V_{\text{изб}} = (\alpha - 1) V^0, \text{ н.м}^3.$$

Отсюда количество избыточного воздуха, приходящееся на 1 н.м³ сухих продуктов горения, не разбавленных воздухом, равно

$$V'_{\text{изб}} = (\alpha - 1) \frac{V^0}{V_{\text{с.г}}}, \text{ н.м}^3.$$

Содержание избыточного воздуха $V_{изб}$ в сухих продуктах горения определяется также выражением:

$$V_{изб} = (h - 1) V_{c, r}, \text{ нм}^3,$$

где

h — указанный выше коэффициент разбавления, определяемый по формуле (39), исходя из $CO_{2макс}$ и состава продуктов горения.

Значения коэффициентов избытка воздуха и разбавления сухих продуктов горения для различных составов продуктов горения основных видов топлива приведены в главах VIII—XV.

Содержание избыточного воздуха, приходящееся на 1 нм³ сухих продуктов горения, очевидно, равно

$$V'_{изб} = (h - 1), \text{ нм}^3.$$

Отсюда

$$h - 1 = (\alpha - 1) \frac{V_0}{V_{c, r}}.$$

Для доменного газа значение $(h - 1) = 0,15$ в два раза меньше значения $(\alpha - 1) = 0,3$, так как объем сухих продуктов горения при $\alpha = 1$ (157 нм³) приблизительно в два раза больше объема воздуха, необходимого для горения (16 + 60 = 76 нм³).

Содержание избыточного воздуха по отношению к 1 нм³ суммарного объема продуктов горения, содержащих водяной пар, V_{Σ} , равно

$$V''_{изб} = (\alpha - 1) \frac{V_0}{V_{\Sigma}}, \text{ нм}^3$$

или

$$V''_{изб} = (h - 1) \frac{V_{c, r}}{V_{\Sigma}}.$$

Обозначив отношение объема сухих продуктов к объему влажных продуктов горения $V_{c, r}/V_{\Sigma}$ через B , получаем следующее выражение для подсчета объема избыточного воздуха, содержащегося в 1 нм³ влажных продуктов горения:

$$V''_{изб} = (h - 1) B.$$

Значение величины B для различных видов топлива приведено в таблицах. Следовательно, для подсчета содержания избыточного воздуха в продуктах горения достаточно определить коэффициент разбавления сухих продуктов горения h , исходя из содержания в продуктах горения CO_2 , CO и CN_4 и величины $CO_{2макс}$.

Значения $CO_{2макс}$ ($RO_{2макс}$) для газообразного, жидкого и твердого топлива приведены в главах VIII—XV и XXVIII.

Если не известны марка и месторождение твердого и жидкого топлива, то значения $RO_{2макс}$ могут быть приняты следующими (в %):

Кокс	20,7	Торф	19,5
Антрацит	20,2	Дрова	20,5
Каменные угли	18,8	Мазут	16,5
Бурные угли	19,5		

Определение величины $\text{CO}_{2\text{макс}}$ или, при содержании в топливе горючей серы, $\text{RO}_{2\text{макс}}$ производят следующими методами.

1. На основании элементарного состава топлива определяют величину β , зависящую от соотношения углерода (или суммы углерода и горючей серы), водорода и кислорода в горючей массе топлива:

$$\beta = 2,37 \frac{H - 0,126 \cdot O}{K}, \quad (40)$$

где

$$K = C + 0,375 S_r.$$

Далее с учетом указанной величины β определяют $\text{CO}_{2\text{макс}}$ или $\text{RO}_{2\text{макс}}$

$$\text{RO}_{2\text{макс}} = \frac{21}{4 - \beta}, \quad \text{о/о}.$$

Указанная методика подсчета $\text{CO}_{2\text{макс}}$ рекомендуется в ряде руководств по теплотехнике [23—24].

2. Второй метод подсчета $\text{CO}_{2\text{макс}}$ или $\text{RO}_{2\text{макс}}$ не требует предварительного определения величины β . При подсчете по этому методу определяют объем CO_2 или RO_2 , образующийся при сжигании 1 кг твердого или жидкого топлива, по формуле

$$\text{CO}_2 = 1,866 \frac{C^p}{100}$$

или

$$\text{RO}_2 = 1,866 \frac{K^p}{100},$$

и объем азота по формуле

$$N_2 = 0,79V^0 + 0,8 \frac{N^p}{100},$$

после чего подсчитывают значение $\text{CO}_{2\text{макс}}$ или $\text{RO}_{2\text{макс}}$ по формулам

$$\text{CO}_{2\text{макс}} = \frac{\text{CO}_2' \cdot 100}{\text{CO}_2' + N_2'} \quad \text{о/о}$$

или

$$\text{RO}_{2\text{макс}} = \frac{\text{RO}_2' \cdot 100}{\text{RO}_2' + N_2'} \quad \text{о/о}.$$

Второй метод подсчета, не требуя предварительного определения величины β , по мнению автора, значительно более ясен и удобен для применения.

Следует подчеркнуть, что при определении величины $\text{CO}_{2\text{макс}}$ или $\text{RO}_{2\text{макс}}$ по обоим указанным методам необходимо располагать данными по элементарному составу сжигаемого твердого или жидкого топлива или состава газообразного топлива. Однако определение элементарного состава горючей массы топлива, как уже отмечалось, в большинстве случаев не производится в процессе теплотехнических испытаний и при проведении подсчетов, требующих знания элементарного состава горючей массы топлива, большей частью используют усредненные табулированные характеристики топлива, допуская при этом погрешность, определяемую отклонением состава сжигаемого топлива от усредненных характеристик топлива, приводимых в справочных таблицах.

В соответствии с этим в некоторых случаях, в особенности при работе на топливе, состав которого неизвестен, или на смеси различных видов топлива, существенно иметь возможность определения величины $\text{CO}_2_{\text{макс}}$ для данного вида топлива или смеси различных видов топлива, не прибегая к определению элементарного состава топлива.

Для точного определения $\text{CO}_2_{\text{макс}}$ (или $\text{RO}_2_{\text{макс}}$) топлива, состав которого не известен, можно применить следующий метод.

Анализируют продукты полного сгорания топлива и определяют содержание в них CO_2 и O_2 . Если исследуемая установка, например термическая печь, работает в обычных условиях с неполнотой сгорания топлива, то перед испытанием или после него режим работы установки меняется, с тем чтобы обеспечить полноту сгорания топлива и возможность анализа продуктов полного сгорания. Если изменение режима работы установки для этой цели нежелательно, то сжигание испытуемого топлива, с обеспечением полноты сгорания при необходимых для этого избытках воздуха, осуществляется в лабораторной печи.

$\text{CO}_2_{\text{макс}}$ — это отношение содержания CO_2 к сумме CO_2 и N_2 , содержащихся в сухих продуктах полного сгорания, не разбавленных избыточным воздухом. Поэтому для определения $\text{CO}_2_{\text{макс}}$ по данным анализа продуктов полного сгорания, заведомо содержащих избыточный кислород, необходимо из объема сухих продуктов сгорания вычесть объем кислорода и сопутствующего избыточному кислороду азота. Следовательно,

$$\text{CO}_2_{\text{макс}} = \frac{\text{CO}_2 \cdot 100}{100 - (\text{O}_2 + 3,76\text{O}_2)} = \frac{\text{CO}_2 \cdot 100}{100 - 4,76\text{O}_2}. \quad (41)$$

При содержании серы в топливе вместо $\text{CO}_2_{\text{макс}}$ подсчитывается $\text{RO}_2_{\text{макс}}$, т. е. $(\text{CO}_2 + \text{SO}_2)_{\text{макс}}$,

$$\text{RO}_2_{\text{макс}} = \frac{\text{RO}_2 \cdot 100}{100 - 4,76\text{O}_2}. \quad (41a)$$

Для проверки точности этого метода проведен ряд подсчетов $\text{CO}_2_{\text{макс}}$ по составу топлива и по составу продуктов горения.

Подсчеты теоретического объема продуктов горения для определения $\text{CO}_2_{\text{макс}}$ по составу горючего газа сведены в табл. 30—34.

Таблица 30

Первый подсчет теоретического объема сухих продуктов горения

Состав газа, г/м³	Теоретический расход кислорода в г/м³ на 100 г/м³ газа	Теоретический объем сухих продуктов горения в г/м³ на 100 г/м³ газа	
		CO_2	N_2
CO_2 1,4	—	1,4	—
C_mH_m 1,3	3,9	2,6	—
O_2 0,8	- 0,8	—	—
CO 2,8	1,4	2,8	—
H_2 27,8	13,9	—	$144,8 \cdot 3,76 = 545$
CH_4 63,2	126,4	63,2	—
N_2 2,7	—	—	2,7
Сумма . .	144,8	70,0	548

Ниже приводятся результаты подсчетов $\text{CO}_2_{\text{макс}}$ двумя методами для московского городского газа.

1. Подсчет $\text{CO}_2_{\text{макс}}$ по составу горючего газа (табл. 30).

$$\text{CO}_2_{\text{макс}} = \frac{70 \cdot 100}{70 + 548} = 11,30\%.$$

2. Подсчет $\text{CO}_2_{\text{макс}}$ по составу продуктов горения.

Состав продуктов полного сгорания: CO_2 8,4%; O_2 5,4%.

$$\text{CO}_2_{\text{макс}} = \frac{\text{CO}_2 \cdot 100}{100 - 4,76 \text{O}_2} = \frac{8,4 \cdot 100}{100 - 4,76 \cdot 5,4} = 11,39\%.$$

Т а б л и ц а 31

Второй подсчет теоретического объема сухих продуктов горения

Состав газа, в %	Теоретический расход кислорода в н.м. ³ на 100 н.м. ³ газа	Теоретический объем сухих продуктов горения в н.м. ³ на 100 н.м. ³ газа	
		CO_2	N_2
CO_2 1,3	—	1,3	—
C_2H_2 1,5	4,5	3,0	—
O_2 1,2	—	—	$144,8 \cdot 3,76 = 545$
CO 0,5	0,2	0,5	—
H_2 28,6	44,3	—	—
CH_4 63,5	127,0	63,5	—
N_2 3,4	—	—	3,4
Сумма . .	144,8	68,3	548,4

1. Подсчет $\text{CO}_2_{\text{макс}}$ по составу горючего газа (табл. 31).

$$\text{CO}_2_{\text{макс}} = \frac{68,3 \cdot 100}{68,3 + 548,4} = 11,08\%.$$

2. Подсчет $\text{CO}_2_{\text{макс}}$ по составу продуктов горения.

Состав продуктов полного горения:

CO_2 8,6%; O_2 4,5%

$$\text{CO}_2_{\text{макс}} = \frac{8,6 \cdot 100}{100 - 4,76 \cdot 4,5} = 10,95\%;$$

CO_2 8,7%; O_2 4,6%

$$\text{CO}_2_{\text{макс}} = \frac{8,7 \cdot 100}{100 - 4,76 \cdot 4,6} = 11,15\%;$$

среднее

$$\frac{10,95 + 11,15}{2} = 11,05.$$

1. Подсчет $\text{CO}_2_{\text{макс}}$ по составу горючего газа (табл. 32).

$$\text{CO}_2_{\text{макс}} = \frac{62,5 \cdot 100}{62,5 + 506} = 10,99\%.$$

2. Подсчет $\text{CO}_2_{\text{макс}}$ по составу продуктов горения.

Состав продуктов полного горения: CO_2 9,2%; O_2 3,4%.

$$\text{CO}_2_{\text{макс}} = \frac{9,2 \cdot 100}{100 - 4,76 \cdot 3,4} = 10,98\%.$$

Третий подсчет теоретического объема сухих продуктов горения

Состав газа, %	Теоретический расход кислорода в лм ³ на 100 лм ³ газа	Теоретический объем сухих продуктов горения в лм ³ на 100 лм ³ газа	
		CO ₂	N ₂
CO ₂ 0,5	—	0,5	—
C _n H _m 1,4	4,2	2,8	137,7 · 3,76 = 502
O ₂ 0,75	— 0,75	—	—
CO 3,5	1,75	3,5	—
H ₂ 34,1	17,05	—	—
CH ₄ 55,75	111,5	55,75	—
N ₂ 4,0	—	—	4,0
Сумма . .	133,75	62,55	506

1. Подсчет CO_{2 макс} по составу горючего газа (табл. 33).

$$CO_{2 \text{ макс}} = \frac{60,67 \cdot 100}{60,67 + 494} = 11,0\%$$

Т а б л и ц а 33

Четвертый подсчет теоретического объема сухих продуктов горения

Состав газа, %	Теоретический расход кислорода в лм ³ на 100 лм ³ газа	Теоретический объем сухих продуктов горения в лм ³ на 100 лм ³ газа	
		CO ₂	N ₂
CO ₂ 0,80	—	0,80	—
C _n H _m 1,42	4,2	2,84	—
O ₂ 0,80	— 0,8	—	130,4 · 3,76 = 490
CO 3,57	1,8	3,57	—
H ₂ 35,98	18,0	—	—
CH ₄ 53,46	106,9	53,46	—
N ₂ 3,97	—	—	3,97
Сумма . .	130,4	60,67	494

2. Подсчет CO_{2 макс} по составу продуктов горения.

Состав продуктов полного горения:

CO₂ 7,05%; O₂ 7,05%; N₂ 85,90%

$$CO_{2 \text{ макс}} = \frac{7,05 \cdot 100}{100 - 4,76 \cdot 7,05} = 10,6\%$$

CO₂ 7,30%; O₂ 9,21%; N₂ 83,49%

$$CO_{2 \text{ макс}} = \frac{7,3 \cdot 100}{100 - 4,76 \cdot 7,21} = 11,1\%$$

среднее

$$\frac{10,6 + 11,1}{2} = 10,85\%$$

1. Подсчет $\text{CO}_2_{\text{макс}}$ по составу горючего газа (табл. 34).

$$\text{CO}_2_{\text{макс}} = \frac{62,5 \cdot 100}{62,5 + 510} = 10,9\%.$$

Т а б л и ц а 34

Пятый подсчет теоретического объема сухих продуктов горения

Состав газа, “ „	Теоретический расход кислорода в нл^1 на 100 нл^1 газа	Теоретический объем продуктов горения в нл^1 на 100 нл^1 газа	
		CO_2	X.
CO_2 0,65	—	0,65	—
C_nH_m 1,40	4,20	2,8	—
O_2 0,55	—0,55	—	$134,9 \cdot 3,76 = 508$
CO 3,35	1,68	3,35	—
H_2 36,60	18,30	—	—
CH_4 55,65	111,3	55,65	—
N_2 1,80	—	—	1,8
Сумма . .	134,93	62,5	510

2. Подсчет $\text{CO}_2_{\text{макс}}$ по составу продуктов горения:
 CO_2 8,9%; O_2 3,75; N_2 87,35%;

$$\text{CO}_2_{\text{макс}} = \frac{8,9 \cdot 100}{100 - 4,76 \cdot 3,75} = 10,8\%.$$

Сводка результатов подсчета $\text{CO}_2_{\text{макс}}$ московского газа приведена в табл. 35.

Т а б л и ц а 35

Результаты определения $\text{CO}_2_{\text{макс}}$ для московского городского газа

Номер опыта	Дата опыта	Результаты подсчета $\text{CO}_2_{\text{макс}}$	
		по сос- таву газа	по составу продуктов горения
1	17 августа 1951 г.	11,3	11,3
2	23 августа 1951 г.	11,08	11,05
3	26 апреля 1952 г.	10,92	10,98
4	17 июня 1952 г.	11,0	10,85
5	4 июля 1952 г.	10,9	10,8

В табл. 36 приведены результаты подсчета $\text{CO}_2_{\text{макс}}$ для антрацита по составу продуктов горения.

Антрацит сжигался в топке с дожигательной насадкой в Энергетическом институте. Среднее значение $\text{CO}_2_{\text{макс}}$ равно 20,58%. Значение $\text{CO}_2_{\text{макс}}$ для антрацита, подсчитанное по элементарному анализу топлива, составляет, по Г. Ф. Кнорре, 20,4% [2]; для донецкого антрацита по табл. 102—20,2%.

**Результаты определения CO_2 макс для антрацита по анализу
продуктов горения**

Номер определе- ния	Состав сухих продуктов горения, %			CO_2 макс, %	Номер определе- ния	Состав сухих продуктов горения, %			CO_2 макс, %
	CO_2	O_2	N_2			CO_2	O_2	N_2	
1	18,0	2,8	79,2	20,7	11	13,6	7,2	79,2	20,6
2	19,0	1,6	79,4	20,8	12	13,6	7,2	79,2	20,6
3	16,2	4,7	79,1	20,8	13	13,4	7,4	79,2	20,7
4	15,8	4,4	79,8	20,0	14	13,0	7,2	79,8	19,8
5	15,8	5,2	79,0	21,0	15	13,0	7,8	79,2	20,6
6	15,6	4,8	79,6	20,2	16	13,0	7,9	79,1	20,8
7	15,6	5,4	79,0	20,9	17	11,6	8,8	79,6	20,0
8	15,0	5,8	79,2	20,6	18	11,6	9,4	79,0	21,0
9	15,0	6,0	79,0	21,0	19	10,2	10,6	79,2	20,4
10	13,8	7,0	79,2	20,7	20	10,0	10,8	79,2	20,5

В табл. 37 приведены результаты подсчета CO_2 макс для древесины по данным анализа продуктов горения. Дрова сжигались в топке с дожигательной насадкой [25]. Среднее значение CO_2 макс равно 20,55%. Подсчет CO_2 макс по элементарному составу древесины дает 20,40% [2].

Таблица 37

**Результаты определения CO_2 макс для древесины по анализу
продуктов горения**

Номер определения	Состав сухих продуктов горения, %			CO_2 макс, %
	CO_2	O_2	N_2	
1	13,4	7,2	79,4	20,4
2	13,4	7,6	79,0	21,0
3	13,3	7,7	79,0	21,0
4	12,2	8,8	79,0	21,0
5	12,0	8,4	79,6	20,0
6	11,8	9,0	79,2	20,7
7	11,7	9,1	79,2	20,6
8	11,6	9,2	79,2	20,6
9	11,6	9,4	79,0	21,0
10	10,0	10,6	79,4	20,2
11	9,1	11,5	79,4	20,2
12	7,0	13,6	79,4	19,9

Подсчет CO_2 макс по составу продуктов горения торфа, сжигаемого в топке с дожигательной насадкой, дает значение 19,55%. Подсчет CO_2 макс по элементарному составу для торфа средней разложивности — 19,50%.

Таким образом, проверка определения CO_2 макс по составу продуктов полного сгорания дает хорошее совпадение с подсчетом CO_2 макс по элементарному составу топлива.

Если нет возможности использовать для определения значения CO_2 макс состав продуктов полного сгорания топлива, CO_2 макс может быть подсчитан по составу продуктов неполного сгорания по формуле

$$\text{CO}_2 \text{ макс} = \frac{(\text{CO}_2' + \text{CO}' + \text{CH}_4') 100}{100 - 4,76 (\text{O}_2' - 0,5\text{CO}' - 0,5\text{H}_2' - 2\text{CH}_4')}, \quad (42)$$

где CO_2' , CO' , CH_4' , O_2' , H_2' , обозначают соответственно содержание в продуктах горения двуокиси углерода, окиси углерода, метана, кислорода и водорода.

Содержание этилена и других непредельных углеводородов в продуктах горения, за редким исключением, равно нулю.

В числителе формулы приведено суммарное процентное содержание двуокиси углерода в сухих продуктах горения с учетом объема CO_2 , образующегося при дожигании горючих углеродсодержащих компонентов.

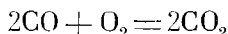
В знаменателе формулы приведен процент двуокиси углерода и азота, сопутствующего кислороду, израсходованному на горение топлива, т. е. 100% за вычетом избыточного воздуха, содержащегося в сухих продуктах горения. При подсчете избыточного воздуха по содержанию кислорода в продуктах неполного горения учитывается количество кислорода, необходимое для сгорания содержащихся в продуктах неполного горения горючих компонентов, т. е. окиси углерода, водорода и метана.

При работе на сернистом топливе формула (42) приобретает следующий вид:

$$\text{RO}_2 \text{ макс} = \frac{(\text{RO}_2' + \text{CO}' + \text{CH}_4') 100}{100 - 4,76 (\text{O}_2' - 0,5 \cdot \text{CO}' - 0,5\text{H}_2' - 2\text{CH}_4')}. \quad (42a)$$

При значительном содержании в продуктах горения окиси углерода и других горючих компонентов следует считаться с уменьшением объема продуктов горения, содержащих кислород и горючие компоненты в результате их сгорания.

Объем сухих продуктов горения уменьшается в результате сгорания окиси углерода по уравнению



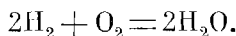
на 50% объема, занимаемого окисью углерода. Следовательно, при содержании CO % окиси углерода объем продуктов горения уменьшается на 0,5 CO %. В соответствии с этим формула для подсчета CO_2 макс по составу продуктов горения, содержащих окись углерода, может быть уточнена с учетом указанного уменьшения объема продуктов горения в результате дожигания окиси углерода:

$$\text{CO}_2 \text{ макс} = \frac{(\text{CO}_2 + \text{CO}) 100}{100 - 4,76 (\text{O}_2 - 0,5\text{CO}) - 0,5\text{CO}}$$

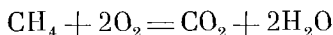
или

$$\text{CO}_2 \text{ макс} \approx \frac{(\text{CO}_2 + \text{CO}) 100}{100 - 4,76 (\text{O}_2 - 0,4\text{CO})}. \quad (43)$$

При сгорании водорода, содержащегося в продуктах горения, объем продуктов горения уменьшается на 1,5 H_2 % (вследствие конденсации образующегося при горении водяного пара):



При сгорании метана по уравнению



объем сухих продуктов горения уменьшается на объем, равный удвоенному объему сгоревшего метана.

С учетом указанного уменьшения объема сухих продуктов горения при дожигании горючих компонентов формула для подсчета $\text{CO}_{2\text{макс}}$ по составу продуктов неполного горения, содержащих кислород, необходимый для сгорания горючих компонентов, приобретает следующий вид:

$$\begin{aligned}\text{CO}_{2\text{макс}} &\approx \frac{(\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4) 100}{100 - 4,76 (\text{O}_2 - 0,5\text{CO} - 0,5\text{H}_2 - 2\text{CH}_4) - 0,5\text{CO} - 1,5\text{H}_2 - 2\text{CH}_4} = \\ &= \frac{(\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4) 100}{100 - 4,76 (\text{O}_2 - 0,4\text{CO} - 0,2\text{H}_2 - 1,6\text{CH}_4)}.\end{aligned}\quad (14)$$

В том случае, если в продуктах горения не содержится кислород, необходимый для дожигания горючих компонентов, при подсчете $\text{CO}_{2\text{макс}}$ необходимо считаться с тем, что для дожигания окиси углерода, водорода и метана необходимо дополнительно подвести кислород воздуха и сопутствующий ему азот.

В соответствии с этим при сгорании $\text{CO}\%$ окиси углерода объем сухих продуктов горения увеличивается на $1,9\text{ CO}\%$, при сгорании $\text{H}_2\%$ водорода — на $0,9\text{ H}_2\%$ и при сгорании $\text{CH}_4\%$ метана — на $7,5\text{CH}_4\%$.

Следовательно, $\text{CO}_{2\text{макс}}$ можно подсчитать по составу продуктов неполного горения, не содержащих кислород, по формуле

$$\text{CO}_{2\text{макс}} = \frac{(\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4) 100}{100 + 1,9\text{CO} + 0,9\text{H}_2 + 7,5\text{CH}_4}.\quad (45)$$

Следует отметить, что путем определения $\text{CO}_{2\text{макс}}$ или $\text{RO}_{2\text{макс}}$ по составу продуктов горения можно подсчитать не только отношение объемов продуктов горения, получаемых при сжигании топлива в реальных и теоретических условиях, но и решить ряд других вопросов. Так, например, при определении $\text{CO}_{2\text{макс}}$ на основе анализа продуктов горения можно составить суждение о правильности проведения элементарного анализа сжигаемого топлива.

При сжигании смесей, состоящей из двух видов топлива, значительно различающихся по значению величины $\text{CO}_{2\text{макс}}$, можно определить процентное содержание каждого вида топлива в смеси и оценить в соответствии с этим теплотворную способность и жаропроизводительность сжигаемого топлива, необходимый для горения топлива объем воздуха и т. д. Так, например, $\text{CO}_{2\text{макс}}$ коксового газа — около $10,5\%$, а $\text{CO}_{2\text{макс}}$ доменного газа — около 24% . Пизшая теплотворная способность коксового газа — около 4000 ккал/нм^3 , а доменного газа — около 950 ккал/нм^3 . Жаропроизводительность коксового газа $t'_{\text{макс}}$ — около 2090° , а доменного газа — около 1470° . Теоретически необходимый объем воздуха для горения 1 нм^3 коксового газа около 4 нм^3 , а для горения 1 нм^3 доменного газа — около $0,8\text{ нм}^3$. Теоретический объем продуктов горения, получаемый при сжигании 1 нм^3 коксового газа, около $4,5\text{ нм}^3$, а при сжигании 1 нм^3 доменного газа — около $1,6\text{ нм}^3$.

Составив таблицу значений $\text{CO}_{2\text{макс}}$, теплотворной способности, теоретически необходимого для горения объема воздуха и объема получаемых продуктов горения для смешанного коксо-доменного газа, с различными соотношениями коксового и доменного газов, и определив по анализу продуктов горения значение $\text{CO}_{2\text{макс}}$ для сжигаемого газа, можно установить соотношение объемов указанных газов в смеси, а также теплотворную способность, жаропроизводительность и прочие характеристики смешанного газа (см. гл. XVI).

Установив значение $\text{CO}_{2\text{макс}}$ или $\text{RO}_{2\text{макс}}$ для определенного вида топлива, можно контролировать правильность газового анализа продуктов горения по формулам (41) и (44).

Содержание кислорода в продуктах полного сгорания топлива, значение $\text{CO}_2_{\text{макс}}$ для которого установлено, можно подсчитать по содержанию в продуктах полного сгорания двуокиси углерода по формуле (46), получаемой простым преобразованием формулы (41):

$$\text{O}_2 = \frac{100 (\text{CO}_2_{\text{макс}} - \text{CO}_2')}{4,76 \cdot \text{CO}_2_{\text{макс}}} \quad (46)$$

или в случае сжигания сернистого топлива по формуле

$$\text{O}_2 = \frac{100 (\text{RO}_2_{\text{макс}} - \text{RO}_2')}{4,76 \text{RO}_2_{\text{макс}}} \quad (46a)$$

Так, если в продуктах полного сгорания природного газа установлено содержание RO_2 , равное 8,0%, то содержание кислорода должно быть равно

$$\text{O}_2' = \frac{100 (11,8 - 8,0)}{4,76 \cdot 11,8} = 6,8\%$$

(11,8 — $\text{CO}_2_{\text{макс}}$ для продуктов горения природного газа с малым содержанием азота; см. табл. 80 и 81, гл. VII).

Следовательно, если при газовом анализе продуктов горения природного газа в воздухе получено значение CO_2 8% и O_2 существенно более 6,8%, то правильность анализа внушает сомнение.

Если же при том же содержании CO_2 в продуктах горения установлено содержание O_2 менее 6,8%, то это сигнализирует о неполноте горения газа и содержании в продуктах горения горючих компонентов, т. е. о необходимости проведения полного газового анализа продуктов горения.

При том же содержании CO_2 в продуктах полного сгорания антрацита содержится почти вдвое больший процент кислорода, чем в продуктах горения природного газа, вследствие значительно большей величины $\text{RO}_{2\text{макс}}$, равной для продуктов горения антрацита $\sim 20,2\%$ (см. гл. XV).

$$\text{O}_2' = \frac{100(20,2 - 8,0)}{4,76 \cdot 20,2} = 12,7\%.$$

Для удобства пользования формулой (46) ей можно придать следующий простой вид:

$$\text{O}_2 = \frac{100 (\text{CO}_2_{\text{макс}} - \text{CO}_2')}{4,76 \text{CO}_2_{\text{макс}}} = 21 \frac{\text{CO}_2_{\text{макс}} - \text{CO}_2'}{\text{CO}_2_{\text{макс}}} = a (\text{CO}_2_{\text{макс}} - \text{CO}_2'), \quad (47)$$

где a — отношение процентного содержания кислорода в воздухе к максимальному содержанию CO_2 или RO_2 в сухих продуктах горения¹.

Путем преобразования формулы (43) можно получить формулу для определения содержания в продуктах горения окиси углерода при отсутствии в них других горючих компонентов. Применение указанной формулы для подсчета потерь тепла вследствие химической неполноты горения топлива рассмотрено в гл. VI (стр. 175).

ИЗМЕНЕНИЕ ТЕПЛОЕМКОСТИ ПРОДУКТОВ ГОРЕНИЯ С ТЕМПЕРАТУРОЙ

Теплоемкости углекислого газа, водяного пара, азота и других газов, как известно, возрастают с повышением температуры. При этом увеличение теплоемкости с температурой у углекислого газа, водяного пара и двухатомных газов неодинаково.

¹ Значение величины a для различных видов топлива приведено в табл. 75, стр. 178.

Средние объемные теплоемкости продуктов полного горения углерода от 0° до t

(ккал/лм³ продуктов горения °C)

t, °C	Суммарная теплоемкость 1 лм ³ продуктов горения ΣC	Теплоемкость двуокиси углерода, содержащейся в 1 лм ³ продуктов горения CCO ₂	Теплоемкость азота, содержащегося в 1 лм ³ продуктов горения, CN ₂
0	0,325	0,080	0,245
100	0,330	0,085	0,245
200	0,335	0,089	0,246
300	0,340	0,093	0,247
400	0,345	0,096	0,249
500	0,350	0,099	0,251
600	0,355	0,102	0,253
700	0,360	0,104	0,256
800	0,364	0,106	0,258
900	0,368	0,108	0,260
1000	0,373	0,110	0,263
1100	0,377	0,112	0,265
1200	0,380	0,113	0,267
1300	0,383	0,114	0,269
1400	0,387	0,116	0,271
1500	0,390	0,117	0,273
1600	0,393	0,118	0,275
1700	0,395	0,119	0,276
1800	0,397	0,119	0,278
1900	0,399	0,120	0,279
2000	0,401	0,121	0,280
2100	0,403	0,122	0,281
2200	0,405	0,123	0,283
2300	0,407	0,122	0,284
2400	0,408	0,123	0,285
2500	0,410	0,124	0,286

Примечание. $\Sigma C = CCO_2 + CN_2$.

от 0 до 2000°, т. е. до температуры, близкой к теоретической температуре горения (см. рис. 9).

Процент отклонения теплоемкостей продуктов горения углерода и водорода в теоретически необходимом количестве воздуха от средней их теплоемкости не превышает 2% (для температур от 0 до 800—1100°), а для большинства температурных интервалов меньше 2%.

Поскольку теплоемкости продуктов горения углерода и водорода в теоретическом количестве воздуха близки между собой в широком температурном интервале, можно утверждать, что теплоемкости продуктов горения различных видов топлива в теоретическом объеме воздуха также должны быть близки между собой.

Для проверки точности этого положения применительно к газообразному топливу подсчитаны теплоемкости продуктов горения двух видов газообразного топлива, резко отличающихся по своему составу и по количеству необходимого для горения воздуха, а именно доменного газа и природного газа.

Состав доменного и природного газов приведен в табл. 183 (гл. XXVIII). Состав продуктов горения доменного газа (округленно): CO₂ 25% и N₂

**Средние объемные теплоемкости продуктов полного горения водорода
в теоретически необходимом объеме воздуха в температурном
интервале от 0° до t**

(ккал/лм³ продуктов горения °C)

t , °C	Суммарная тепло- емкость 1 лм ³ продуктов горения, ΣC	Теплоемкость водяного пара, содержащегося в 1 лм ³ продуктов горения, C_{H_2O}	Теплоемкость азота, содержащегося в 1 лм ³ продуктов горения, C_{N_2}
0	0,326	0,124	0,202
100	0,327	0,125	0,202
200	0,329	0,126	0,203
300	0,332	0,128	0,204
400	0,335	0,130	0,205
500	0,339	0,132	0,207
600	0,343	0,134	0,209
700	0,347	0,136	0,211
800	0,351	0,138	0,213
900	0,355	0,140	0,215
1000	0,360	0,143	0,217
1100	0,364	0,145	0,219
1200	0,368	0,147	0,221
1300	0,372	0,150	0,222
1400	0,376	0,152	0,224
1500	0,379	0,154	0,225
1600	0,382	0,156	0,226
1700	0,385	0,157	0,228
1800	0,388	0,159	0,229
1900	0,391	0,161	0,230
2000	0,394	0,163	0,231
2100	0,396	0,164	0,232
2200	0,399	0,166	0,233
2300	0,401	0,167	0,234
2400	0,404	0,169	0,235
2500	0,406	0,170	0,236

Примечание. $\Sigma C = C_{H_2O} + C_{N_2}$.

75%. Состав продуктов горения природного газа (округленно): CO₂ 10%, H₂O 20%, N₂ 70%.

В табл. 42 приведены подсчеты теплоемкостей продуктов горения без избытка воздуха доменного и природного газов при различных температурах (от 0° до t). Кроме того, подсчитана средняя теплоемкость продуктов горения доменного и природного газов

$$C_{\text{ср}} = \frac{C_{\text{пр. гор. дом. газа}} + C_{\text{пр. сор. прир. газа}}}{2}.$$

Отклонения от средней теплоемкости продуктов горения для продуктов горения доменного или продуктов горения природного газов составляют для большинства температур 1% и не превышают 2%. Для других видов газообразного топлива, занимающих по составу продуктов горения среднее положение между доменным и природным газами, эти отклонения должны быть еще меньше, и теплоемкости продуктов горения этих газов

Средние объемные теплоемкости продуктов полного горения углерода и водорода в теоретически необходимом количестве воздуха от 0° до t
(ккал/нм³ продуктов горения °C)

t, °C	Теплоемкость		Среднее значение теплоемкости 1 нм ³ продуктов горения углерода и водорода C _{ср}	Отклонения теплоемкости продуктов горения углерода и водорода от среднего значения теплоемкости ΔC	Процент отклонения $\frac{\Delta C \cdot 100}{C_{ср}}$
	продуктов горения углерода	продуктов горения 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	1,2
1900	0,399	0,391	0,395	0,004	1,2
2000	0,401	0,394	0,398	0,004	1,0
2100	0,403	0,396	0,400	0,004	1,0
2200	0,405	0,399	0,402	0,003	0,7
2300	0,407	0,401	0,404	0,003	0,7
2400	0,408	0,404	0,406	0,002	0,5
2500	0,410	0,406	0,408	0,002	0,5

должны находиться в интервале между теплоемкостями продуктов горения доменного и природного газов.

Количественная сторона этого положения легко уясняется из подсчетов теплоемкостей продуктов горения смешанного городского газа. Теплоемкости продуктов горения этого газа, приведенные в табл. 42, укладываются, как и следовало ожидать, в интервале между теплоемкостями доменного и природного газов. Разница между теплоемкостью продуктов горения городского газа и средней теплоемкостью природного и доменного газов менее 1% для всего температурного интервала от 0 до 2000°.

Следует отметить, что теплоемкости продуктов горения газообразного топлива в теоретическом количестве воздуха близки к теплоемкостям продуктов горения углерода.

В табл. 43 приведены результаты подсчетов отношений средних теплоемкостей продуктов горения мазута, антрацита, карагандинского каменного угля, подмосковного и челябинского бурых углей в интервале температур от 0 до 200°, от 0 до 500° и от 0 до 1000° к средней теплоемкости тех же продуктов горения в интервале температур от 0 до 2000°.

Приведенные в табл. 43 данные показывают, что для различных видов топлива отношение теплоемкостей продуктов полного горения в теорети-

**Средние от 0° до t теплоемкости продуктов горения
без избытка воздуха
(ккал/м³ °C)**

$t, ^\circ\text{C}$	Теплоемкость продуктов горения газов				Теплоемкость воздуха
	доменного	природного	городского	доменного + + природного	
100	0,335	0,330	0,331	0,333	0,311
200	0,340	0,333	0,334	0,336	0,312
500	0,357	0,344	0,348	0,350	0,321
1000	0,381	0,368	0,372	0,375	0,337
1500	0,400	0,386	0,390	0,393	0,349
2000	0,411	0,400	0,403	0,405	0,359

чески необходимом количестве воздуха в различных температурных интервалах остается величиной почти постоянной.

В табл. 199 (стр. 385) приведены отношения средних теплоемкостей продуктов горения твердого, жидкого и газообразного топлива в интервале температур от 0° до $t_{y,r}$ к теплоемкостям продуктов горения тех же видов топлива в интервале температур от 0° до $\sim t_{\text{макс}}$ топлива C' .

Таблица 43

**Отношение теплоемкостей продуктов горения некоторых видов
топлива при температурах от 0° до t к теплоемкости от 0 до 2000°**

$t, ^\circ\text{C}$	Безбалластные горючие газы	Мазут	Антрацит АШ	Карагадинский каменный уголь	Подмосковный уголь БР	Челябинский уголь БР
200	0,83	0,835	0,835	0,83	0,82	0,83
500	0,87	0,86	0,87	0,86	0,86	0,86
1000	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92

Различные виды топлива разделены при этом на две группы по жаропродуктивности:

1) в первую входит топливо с жаропродуктивностью около $2000—2100^\circ$ (жидкое топливо, безбалластные газы и твердое топливо с невысокой влажностью: антрацит, каменные угли);

2) во вторую включено топливо с жаропродуктивностью около $1600—1700^\circ$ (газы с высоким содержанием балласта, твердое топливо с высокой влажностью: бурые угли, торф, дрова).

УПРОЩЕННАЯ МЕТОДИКА ПОДСЧЕТА ТЕМПЕРАТУРЫ ГОРЕНИЯ

В теплотехнических расчетах различают калориметрическую температуру горения $t_{\text{кал}}$, подсчитываемую без учета потерь тепла вследствие диссоциации продуктов горения, и расчетную температуру горения $t_{\text{расч}}$, определяемую с учетом тепла диссоциации продуктов горения при высокой температуре.

Калориметрическая и расчетная температуры горения зависят:

- 1) *от свойств топлива* — от состава горючей массы и в особенности от содержания в топливе балласта, переходящего в продукты горения, т. е. влаги в твердом топливе, азота и двуокиси углерода в газообразном;
- 2) *от условий сжигания топлива* — разбавления продуктов горения избыточным воздухом, температуры воздуха и топлива.

В частном случае, когда полное сгорание топлива осуществляется в стехиометрическом количестве воздуха и температуры воздуха и топлива равны нулю, калориметрическая и расчетная температуры горения определяются только свойствами топлива.

В этом случае калориметрическая температура горения названа Д. И. Менделеевым жаропроизводительностью топлива $t_{\text{макс}}$, а расчетная температура горения, определяемая с учетом диссоциации продуктов горения при сжигании топлива в стехиометрическом объеме воздуха при температуре воздуха и топлива 0° , называется теоретической температурой горения $t_{\text{теор}}$.

УПРОЩЕННАЯ МЕТОДИКА ПОДСЧЕТА ЖАРОПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ТОПЛИВА

Жаропроизводительность, т. е. максимальная температура, развиваемая при полном сгорании топлива в стехиометрическом объеме воздуха при отсутствии потерь тепла, имеет, как указывалось выше, первостепенное значение для оценки топлива. На основе жаропроизводительности топлива может быть произведен ряд теплотехнических расчетов, рассмотренных в главах III, IV, V и других.

В соответствии с этим существенное значение имеет возможность определения жаропроизводительности топлива с достаточной для технических расчетов точностью при минимальной затрате труда и времени.

Ниже рассматриваются три метода подсчета жаропроизводительности топлива, отличающиеся друг от друга по способу определения теплоемкости продуктов горения.

1) *При подсчете по первому методу* жаропроизводительность топлива определяют по формуле

$$t_{\text{макс}} = \frac{Q_{\text{н}}}{V_{\text{CO}_2} \cdot C_{\text{CO}_2} + V_{\text{H}_2\text{O}} \cdot C_{\text{H}_2\text{O}} + V_{\text{N}_2} \cdot C_{\text{N}_2}}, \quad (48)$$

причем значения теплоемкостей двуокиси углерода C_{CO_2} , водяного пара $C_{\text{H}_2\text{O}}$ и азота C_{N_2} даются в виде функции температуры и имеют достаточно сложный вид, например,

$$C_0^t = a + bt + ct^2. \quad (49)$$

При выполнении технических расчетов обычно не подсчитывают теплоемкость по формуле (49), а пользуются приведенными в таблицах значениями теплоемкости компонентов продуктов горения от нуля до t и подсчет жаропроизводительности ведут по методу последовательных приближений, определяя каждый раз средневзвешенную теплоемкость продуктов горения того или иного состава.

2) *Определение жаропроизводительности топлива по методу последовательных приближений* основано на том, что подсчет ведут, задаваясь определенной температурой продуктов горения t_1 (2100° при малом содержании в топливе балласта, переходящего в продукты горения, и более низкой температурой при высоком содержании балласта) и подсчитывают средневзвешенную теплоемкость продуктов горения от нуля до t_1 .

Затем подсчитывают, какой теплотворной способностью должно обладать топливо, если продукты его сгорания нагреты до температуры t_1 :

$$Q_1 = (V_{\text{CO}_2} \cdot C_{\text{CO}_2} + V_{\text{H}_2\text{O}} \cdot C_{\text{H}_2\text{O}} + V_{\text{N}_2} \cdot C_{\text{N}_2}) t_1. \quad (50)$$

Если подсчитанная таким путем теплотворная способность топлива Q_1 ниже действительной теплотворной способности Q_n , то задаются температурой t_2 на 100° более высокой, чем t_1 , и аналогичным путем определяют значение Q_2 .

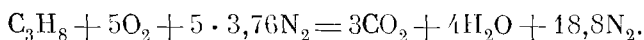
Если же подсчитанная теплотворная способность Q_1 выше действительной теплотворной способности топлива Q_n , то задаются температурой t_2 на 100° более низкой, чем t_1 и определяют значение Q_2 при этой температуре.

После подсчета величин Q_1 и Q_2 , между которыми находится действительная теплотворная способность топлива Q_n , определяют жаропроизводительность топлива методом интерполяции.

В качестве примера ниже приводится подсчет по методу последовательных приближений жаропроизводительности пропана.

1. Низшая теплотворная способность пропана 21 800 ккал/нм³.

2. Уравнение горения пропана в стехиометрическом объеме воздуха:



3. Задаемся температурой горения 2100°, определяем по табл. 205 (гл. XXVIII) средние теплоемкости CO_2 , H_2O и N_2 от 0 до 2100°: CO_2 — 0,5818 ккал/нм³; H_2O — 0,4735 ккал/нм³; N_2 — 0,3557 ккал/нм³, и подсчитываем, какой теплотворной способностью обладал бы пропан, если бы при его сгорании в стехиометрическом объеме воздуха развивалась температура 2100°:

$$\begin{aligned} Q_{2100}^{\text{C}_3\text{H}_8} &= (V_{\text{CO}_2} \cdot C_{\text{CO}_2} + V_{\text{H}_2\text{O}} \cdot C_{\text{H}_2\text{O}} + V_{\text{N}_2} \cdot C_{\text{N}_2}) \cdot t = \\ &= (3 \cdot 0,5818 + 4 \cdot 0,4735 + 18,8 \cdot 0,3557) 2100 = 21680 \text{ ккал/нм}^3. \end{aligned}$$

Найденная величина ниже Q_n , следовательно, жаропроизводительность пропана выше 2100°.

4. Подсчитываем аналогичным образом, какой теплотворной способностью должен был бы обладать пропан, если бы при его сгорании развивалась температура 2200°:

$$Q_{2200}^{\text{C}_3\text{H}_8} = (3 \cdot 0,5848 + 4 \cdot 0,4779 + 18,8 \cdot 0,3571) 2200 = 22830 \text{ ккал/нм}^3.$$

Найденная величина выше Q_H , следовательно, жаропроизводительность пропана ниже 2200° .

5. Определяем $t_{\text{макс}}$ пропана путем интерполяции:

22830	ккал/м ³	— 2200°
21680	»	— 2100°
1150	ккал/м ³	— 100°
21800	»	— 2100 + X°
21680	»	— 2100°
120	ккал/м ³	— X°
1150	»	— 100°
120	»	— X°
$X = \frac{120 \cdot 100}{1150} = 10^\circ$		

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 теплотворные способности топлива Q_1 и Q_2 . Точки (t_1, Q_1) и (t_2, Q_2) соединяют прямой. Значение $t_{\text{макс}}$ определяется затем как абсцисса точки на прямой, ордината которой равна Q_H (рис. 10).

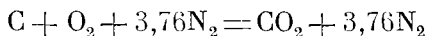
Подсчет по второму методу значительно проще, чем по первому. Поэтому определение жаропроизводительности топлива обычно ведут, пользуясь методом последовательных приближений.

Представляется, однако, возможным в ряде случаев еще более значительно упростить методику подсчета и, в частности, отказаться от подсчета средневзвешенной теплоемкости и продуктов горения при температурах t_1 и t_2 .

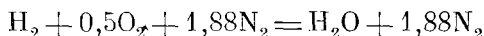
3) Упрощенная методика определения жаропроизводительности топлива основана на возможности с достаточной для технических подсчетов точностью непосредственно пользоваться значениями средневзвешенной теплоемкости продуктов горения от 0° до $t_{\text{макс}}$, приведенными в табл. 202 и 203 (гл. XXVIII).

В гл. I было показано, что несмотря на существенное различие в значениях теплоемкости отдельных компонентов продуктов горения — двуокиси углерода, водяного пара и азота, теплоемкость продуктов горения углерода и водорода в стехиометрическом объеме воздуха, состоящих в первом случае из $\text{CO}_2 + 3,76\text{N}_2$ и во втором случае из $\text{H}_2\text{O} + 1,88\text{N}_2$, весьма близки между собой на всем интервале температур от 0° до $t_{\text{макс}}$. Кривые, приведенные на рис. 9 (стр. 84), иллюстрируют значение теплоемкости продуктов горения углерода и водорода в воздухе в различных температурных интервалах от 0 до 2000° .

Близость теплоемкостей продуктов горения углерода и водорода, а также различных видов топлива, как уже отмечалось, объясняется тем, что при горении углерода по уравнению



на 1 нм³ CO_2 , обладающей высокой объемной теплоемкостью, приходится 3,76 м³ азота с низкой объемной теплоемкостью, а при горении водорода по уравнению



на 1 нм³ пара, обладающего средней по величине объемной теплоемкостью, приходится только 1,88 нм³ азота, т. е. вдвое меньше, чем на 1 нм³ CO_2 .

Вследствие этого и происходит выравнивание средних теплоемкостей продуктов горения углерода и водорода в воздухе, как это видно из следующих данных.

Средняя теплоемкость от 0 до 2100° (в ккал/нм³ °C): CO₂ — 0,5818; H₂O — 0,4735; N₂ — 0,3557; CO₂+3,76N₂—0,403; H₂O+1,88N₂—0,396.

Таким образом, несмотря на то, что средняя объемная теплоемкость двуокиси углерода в интервале температур от 0 до 2100° на 23 % выше объемной теплоемкости водяного пара, средние объемные теплоемкости

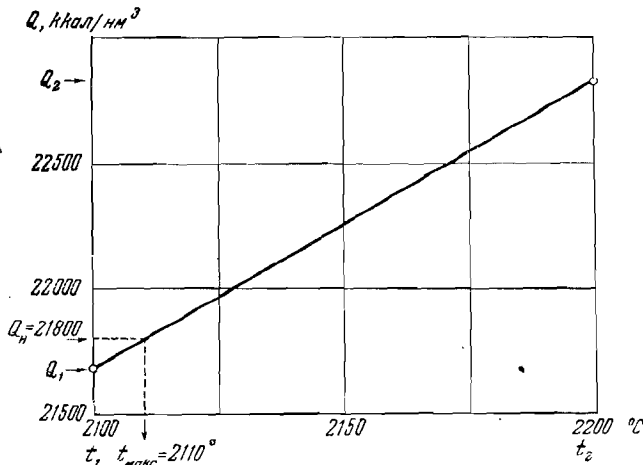


Рис. 10. Графический метод линейной интерполяции

продуктов горения водорода и углерода в воздухе весьма близки. Теплоемкости продуктов горения индивидуальных углеводородов, а также различных видов газообразного и жидкого топлива, состоящего в основном из углеводородов (природных, нефтепромысловых, нефтезаводских и сжиженных газов, бензина, керосина, мазута и других видов нефтяного топлива), занимают промежуточное положение между теплоемкостями углерода и водорода.

Теплоемкости продуктов горения каменных углей, антрацита, кокса и других видов твердого топлива с высоким содержанием углерода близки к теплоемкости продуктов горения углерода.

Таблица 44

Средние теплоемкости *C* от 0 до 2100° продуктов горения углеводородов и некоторых видов топлива с малым содержанием влаги в стехиометрическом объеме воздуха

Топливо	Теплоемкость продуктов горения <i>C</i> , ккал/нм³ °C	Топливо	Теплоемкость продуктов горения <i>C</i> , ккал/нм³ °C
Водород	0,396	Сжиженный газ	0,400
Метан	0,400	Коксовый газ	0,401
Этан	0,400	Бензин	0,401
Пропан	0,400	Керосин	0,401
Бутан	0,400	Мазут	0,401
Пентан	0,400	Кокс	0,403
Природный газ	0,400	Каменные угли	0,405
Нефтепромысловый газ	0,400	Антрацит	0,405
Нефтезаводский газ . .	0,400	Углерод	0,403

Приведенные в табл. 44 и 203 (гл. XXVIII) данные подтверждают справедливость указанного положения.

При содержании в твердом топливе влаги теплоемкость продуктов горения в интересующем нас температурном интервале, например от 0 до 2100°, несколько выше вследствие того, что объемная теплоемкость водяного пара превышает среднюю объемную теплоемкость продуктов сгорания топлива в воздухе, содержащих высокий процент азота, обладающего низкой объемной теплоемкостью.

Вместе с тем при увеличении содержания влаги в твердом топливе его жаропроизводительность понижается вследствие увеличения объема продуктов горения, разбавляемых водяным паром. В соответствии с этим средняя теплоемкость продуктов горения от 0° до $t_{\text{макс}}$ подсчитывается уже не до 2100°, а до более низкой температуры. Поскольку теплоемкости газов снижаются с понижением температуры, значение средней теплоемкости продуктов горения топлива, содержащего влагу, от 0° до $t_{\text{макс}}$ понижается. Итак, повышение содержания в твердом топливе влаги повышает теплоемкость продуктов горения от 0° до $t_{\text{макс}}$ в силу большего содержания в них водяного пара, обладающего более высокой теплоемкостью по сравнению с теплоемкостью продуктов сгорания топлива в воздухе, и одновременно понижает теплоемкость продуктов горения вследствие уменьшения расчетного температурного интервала от 0° до $t_{\text{макс}}$. В результате воздействия обоих факторов средневзвешенная объемная теплоемкость от 0 до $t_{\text{макс}}$ продуктов горения различных видов твердого топлива с влажностью от нуля до 40% может быть принята равной 0,405 независимо от содержания влаги в топливе. Как видно из приведенных ниже примеров, эта точность является вполне достаточной для технических расчетов.

Жаропроизводительность углерода в виде графита равна 2175°. Теплоемкость продуктов горения углерода $C_{\text{угл}}$ от 0 до 2175° равна 0,405 ккал/нм³ °С. Объем продуктов горения 1 кг углерода $V_{\text{угл}}$ равен 8,9 нм³. При добавлении к углероду 50% влаги в продукты горения перейдет 0,5 · (18 : 22,41) = 0,4 нм³ водяного пара. Теплоемкость водяного пара от 0 до 2175° равна 0,477 ккал/нм³ °С.

Следовательно, средневзвешенная теплоемкость продуктов горения, разбавленных водяным паром, $C_{\text{см}}$ равна

$$C_{\text{см}}^{0-2175^\circ} = \frac{V_{\text{угл}} \cdot C_{\text{угл}} + V_{\text{H}_2\text{O}} \cdot C_{\text{H}_2\text{O}}}{V_{\text{угл}} + V_{\text{H}_2\text{O}}} = \frac{8,9 \cdot 0,405 + 0,4 \cdot 0,477}{8,9 + 0,4} = 0,408 \text{ ккал/нм}^3 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Таким образом, в результате добавления водяного пара к продуктам горения углерода в стехиометрическом объеме воздуха средневзвешенная теплоемкость 1 нм³ продуктов горения в интервале температур от 0 до 2175° возрастает с 0,405 до 0,408 ккал/нм³ °С.

Однако при сжигании углерода с добавкой 0,5 кг H₂O на 1 кг углерода жаропроизводительность углерода, естественно, понижается и равняется уже не 2175, а 2080°.

Средневзвешенная теплоемкость сухих продуктов горения углерода в стехиометрическом объеме воздуха от 0 до 2080° равна 0,403 ккал/нм³ °С, а средняя теплоемкость водяного пара — 0,473 ккал/м³ °С. Следовательно, средневзвешенная теплоемкость продуктов горения углерода с добавлением заданного количества водяного пара равна

$$C_{\text{см}}^{0-2080^\circ} = \frac{8,9 \cdot 0,403 + 0,4 \cdot 0,473}{8,9 + 0,4} = 0,406 \text{ ккал/м}^3 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Итак, в результате добавления к сжигаемому углероду 50% влаги средневзвешенная теплоемкость продуктов горения от 0° до $t_{\text{макс}}$ с учетом снижения $t_{\text{макс}}$ с 2175 до 2080° возрастает с 0,405 до 0,406 ккал/нм³ °С,

т. е. 0,001 ккал/нм³ °С, или примерно на 0,25% от средневзвешенной теплоемкости продуктов горения.

Не учитывая подсчитанного изменения теплоемкости, мы допускаем ошибку при определении жаропроизводительности топлива также около 0,25%, т. е. всего лишь на ~5°.

Значения средневзвешенной объемной теплоемкости от 0° до $t_{\text{макс}}$ продуктов горения различных видов твердого топлива с содержанием влаги от нуля до 40% приведены в табл. 203 (гл. XXVIII).

В качестве примера приведем подсчет жаропроизводительности пропана по упрощенной методике.

1) Низшая теплотворная способность пропана — 21 800 ккал/нм³.

2) Уравнение горения пропана в стехиометрическом объеме воздуха: $\text{C}_3\text{H}_8 + 5\text{O}_2 + 5 \cdot 3,76\text{N}_2 = 3\text{CO}_2 + 4\text{H}_2\text{O} + 18,8\text{N}_2$.

3) Теплоемкость продуктов горения углеводородов от 0° до $t_{\text{макс}}$ по табл. 44 равна 0,40 ккал/нм³ °С.

Отсюда

$$t_{\text{макс}} = \frac{21800}{(3 + 4 + 18,8) 0,4} = 2113^\circ.$$

Расхождение между результатами упрощенного подсчета и определением жаропроизводительности пропана по методу последовательных приближений, приведенному на стр. 91, равно 2113—2110 = 3°.

При значительном повышении содержания влаги в топливе его жаропроизводительность понижается. Подсчет жаропроизводительности влажного топлива $t_{\text{макс}}$ можно произвести по формулам

$$t_{\text{макс}} = \frac{Q_n^c (100 - W^p) - 600W^p}{[V_c (100 - W^p) + 1,25W^p] 0,405}, \quad (51)$$

где

Q_n^c — низшая теплотворная способность сухой массы топлива, ккал/кг;

W^p — содержание влаги в рабочем топливе, %;

V_c — объем продуктов горения, образующийся при сгорании сухого топлива, нм³/кг,

или

$$t_{\text{макс}} = \frac{Q_n^r (100 - W^p - A^p) - 600W^p}{[V_r (100 - W^p - A^p) + 1,25W^p] 0,405}, \quad (52)$$

где

Q_n^r — низшая теплотворная способность горючей массы топлива, ккал/кг;

W^p и A^p — соответственно содержание влаги и золы в рабочем топливе, %;

1,25 нм³/кг = (22,4 : 18) — объем водяного пара, нм³, образующийся в результате испарения 1 кг влаги, содержащейся в топливе;

0,405 ккал/нм³ °С — средневзвешенная теплоемкость от 0° до $t_{\text{макс}}$ 1 нм³ продуктов сгорания топлива с высоким содержанием влаги;

V_r — объем продуктов горения, образующийся при сгорании горючей массы топлива, нм³/кг.

В качестве примера приведем подсчет жаропроизводительности сухой древесины и древесины с содержанием 10; 20; 30; 40 и 50% влаги при сгорании золы в сухом топливе около 1%.

Теплотворная способность горючей массы древесины Q^r — 4510 ккал/кг. Объем продуктов сгорания 1 кг горючей массы древесины в воздухе, содержащем 1 вес.% влаги, равен 5,48 нм³/кг.

Отсюда теплотворная способность сухой древесины

$$Q^c = Q^r (100 - A^c) = 4510 \frac{(100 - 1)}{100} = 4465 \text{ ккал/кг}.$$

Объем продуктов сгорания 1 кг сухой древесины

$$V^c = V^r (100 - A^c) = 5,48 \frac{(100 - 1)}{100} = 5,43 \text{ нм}^3/\text{кг}.$$

Жаропроизводительность древесины сухой

$$t'_{\text{макс}} = \frac{4465 (100 - 1)}{5,48 (100 - 1) \cdot 0,405} = 2030^\circ,$$

с содержанием 10% влаги

$$t'_{\text{макс}} = \frac{4465 (100 - 10) - 600 \cdot 10}{[5,43 (100 - 10) + 1,25 \cdot 10] \cdot 0,405} = 1950^\circ,$$

с содержанием 20% влаги

$$t'_{\text{макс}} = \frac{4465 (100 - 20) - 600 \cdot 20}{[5,43 (100 - 20) + 1,25 \cdot 20] \cdot 0,405} = 1850^\circ,$$

с содержанием 30% влаги

$$t'_{\text{макс}} = \frac{4465 (100 - 30) - 600 \cdot 30}{[5,43 (100 - 30) + 1,25 \cdot 30] \cdot 0,405} = 1740^\circ,$$

с содержанием 40% влаги

$$t'_{\text{макс}} = \frac{4465 (100 - 40) - 600 \cdot 40}{[5,43 (100 - 40) + 1,25 \cdot 40] \cdot 0,405} = 1610^\circ,$$

с содержанием 50% влаги

$$t'_{\text{макс}} = \frac{4465 (100 - 50) - 600 \cdot 50}{[5,43 (100 - 50) + 1,25 \cdot 50] \cdot 0,405} = 1430^\circ.$$

Рис. 11 иллюстрирует результаты подсчета жаропроизводительности различных видов твердого топлива с теплотворной способностью от 2000 до

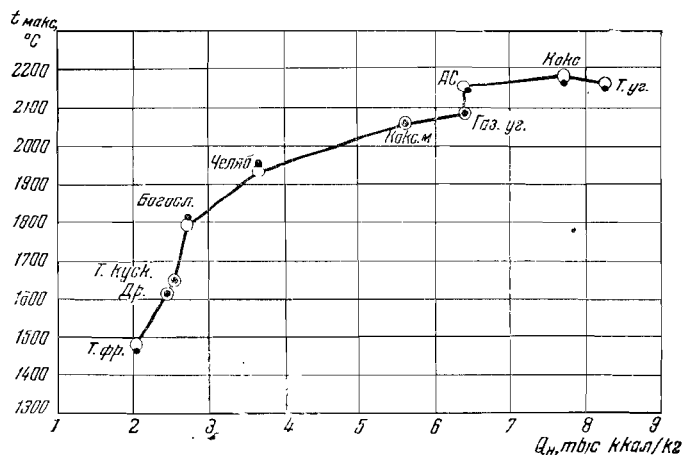


Рис. 11. Жаропроизводительность твердого топлива

Топливо	ВР, %	Q_H^D ккал/кг	$t_{\text{макс.}}, ^\circ\text{C}$
Т. фр. — торф фрезерный	50	2000	1500
Др. — дрова	40	2450	1600
Т. куск. — торф кусковой	40	2550	1650
Богосл. уг. — богословский бурый уголь	28	2700	1800
Челяб. уголь — челябинский бурый уголь	20	3700	1950
Конс. м. — консован мелочь	15	5600	2060
Газ. уг. — газовый уголь	7	5900	2080
АС — антрацит семячко	6	6400	2150
Конс — конс (горючая масса)	0	7700	2160
Т. уг. — тощий уголь (горючая масса)	0	8260	2145

8000 ккал/кг по методу последовательных приближений (кружки на кривой) и по упрощенной методике (точки).

Влияние балласта на жаропроизводительность бурых углей и других видов твердого топлива рассмотрел А. С. Кудрявцев [94].

Канд. техн. наук С. А. Тагер и инженеры Г. И. Мотин и Ф. М. Яхилевич предложили метод упрощенного определения жаропроизводительности рабочего топлива, основанный на раздельной оценке жаропроизводительности горючей, сухой и рабочей массы топлива [74].

УПРОЩЕННАЯ МЕТОДИКА ПОДСЧЕТА КАЛОРИМЕТРИЧЕСКОЙ ТЕМПЕРАТУРЫ ГОРЕНИЯ

Калориметрическая температура горения, т. е. максимальная температура, развиваемая при полном сгорании топлива без учета потерь тепла, может отличаться от жаропроизводительности следующим:

1) сгорание топлива может осуществляться с избытком воздуха, который, естественно, понижает температуру продуктов горения;

2) температура воздуха и топлива может быть отличной от нуля, что позволяет повысить температуру продуктов горения при работе на подогретых воздухе и топливе (например, газе или мазуте).

Калориметрическую температуру горения также обычно подсчитывают по методу последовательных приближений на основе данных о количестве продуктов горения и определения их средневзвешенной теплоемкости, исходя из теплоемкостей отдельных компонентов и состава продуктов горения.

При этом в ряде случаев на основе данных о составе продуктов горения и их средневзвешенной теплоемкости предварительно определяют теплосодержание продуктов горения.

Значительно проще можно подсчитать калориметрическую температуру горения по формуле

$$t_{\text{кал}} = \frac{Q_{\text{н}}^p}{V_1 \cdot C_1 + V_2 \cdot C_2}, \quad (53)$$

где

$Q_{\text{н}}^p$ — низшая теплотворная способность рабочего топлива, ккал/кг или ккал/нм³ (для газа);

V_1 — объем продуктов сгорания 1 кг твердого или жидкого топлива или 1 нм³ газообразного, нм³;

C_1 — средневзвешенная теплоемкость не разбавленных воздухом продуктов горения от 0° до t , ккал/нм³ °С (значения величины C_1 для различных значений t приведены в табл. 202 (гл. XXVIII),

V_2 — объем избыточного воздуха, разбавляющего продукты горения, нм³ на 1 кг или на 1 нм³ топлива;

C_2 — теплоемкость воздуха от 0° до t , ккал/нм³ °С (значения C_2 также приведены в табл. 202).

В качестве примера приводим подсчет калориметрической температуры горения каменного угля при различных значениях коэффициента избытка воздуха: $\alpha = 1,0; 1,25; 1,50; 1,75$ и $2,00$ по методу последовательных приближений [26] и по упрощенной методике.

Состав угля (в %):

C^p — 76,32;	H^p — 4,08;
O^p — 3,64;	N^p — 1,61;
A^p — 7,55;	W^p — 3,00;
S^p — 3,80.	

Низшая теплотворная способность рабочего топлива равна 7273 ккал/кг. Объем продуктов горения при различных избытках воздуха приведен в табл. 45.

Т а б л и ц а 45

Состав и объем продуктов горения каменного угля

Коэффициент избытка воздуха, α	Расход возду- ха, $\text{нм}^3/\text{кг}$	Объем продуктов горения, $\text{нм}^3/\text{кг}$	Состав продуктов горения, %				
			CO_2	H_2O	SO_2	O_2	N_2
1,00	7,909	8,207	17,36	6,02	0,32	0,00	76,30
1,25	9,887	10,185	13,99	4,85	0,26	4,08	76,82
1,50	11,864	12,162	11,71	4,06	0,22	6,83	77,18
1,75	13,841	14,139	10,08	3,50	0,19	8,81	77,42
2,00	15,819	16,117	8,84	3,07	0,17	10,31	77,64

Метод последовательных приближений

Начальное теплосодержание продуктов горения i_0 , ккал/нм³

$$i_0 = \frac{Q_u}{V}$$

В зависимости от α составит:

α	Q_u , ккал, V, нм ³	i_0 , ккал/нм ³
1,00	7273 : 8,207	= 886
1,25	7273 : 10,185	= 714
1,50	7273 : 12,162	= 598
1,75	7273 : 14,139	= 514
2,00	7273 : 16,117	= 451

Определяем calorиметрическую температуру горения

$$\alpha = 1,0; i_0 = 886 \text{ ккал/нм}^3:$$

$t_{\text{кал}} = 2200^\circ$		$t_{\text{кал}} = 2100^\circ$	
CO_2	$0,1736 \cdot 1289^* = 223,0 \text{ ккал/нм}^3$	CO_2	$0,1736 \cdot 1224 = 212,0 \text{ ккал/нм}^3$
SO_2	$0,0032 \cdot 1262 = 4,0 \quad \gg$	SO_2	$0,0032 \cdot 1200 = 3,8 \quad \gg$
H_2O	$0,0602 \cdot 1042 = 62,7 \quad \gg$	H_2O	$0,0602 \cdot 985,8 = 59,3 \quad \gg$
N_2	$0,7630 \cdot 790,3 = 603,0 \quad \gg$	N_2	$0,7630 \cdot 750,6 = 573,0 \quad \gg$
$i_{2200} = 892,7 \text{ ккал/нм}^3$		$i_{2100} = 848,1 \text{ ккал/нм}^3$	

$$t_{\text{кал}} = 2100 + \frac{886 - 848,1}{892,7 - 848,1} 100 = 2100 + 85 = 2185^\circ.$$

* Теплосодержание 1 нм³ газа (CO_2) при 2200°.

$$\alpha = 1,25; i_0 = 714 \text{ ккал/нм}^3:$$

$t_{\text{кал}} = 1900^\circ$		$t_{\text{кал}} = 1800^\circ$	
CO_2	$0,1399 \cdot 1095 = 153,0 \text{ ккал/нм}^3$	CO_2	$0,1399 \cdot 1031 = 144,0 \text{ ккал/нм}^3$
SO_2	$0,0026 \cdot 1078 = 2,8 \quad \gg$	SO_2	$0,0026 \cdot 1018 = 2,6 \quad \gg$
H_2O	$0,0485 \cdot 873,2 = 42,4 \quad \gg$	H_2O	$0,0485 \cdot 819,3 = 39,8 \quad \gg$
O_2	$0,0408 \cdot 713,5 = 29,1 \quad \gg$	O_2	$0,0408 \cdot 669,1 = 27,4 \quad \gg$
N_2	$0,7682 \cdot 683,2 = 517,0 \quad \gg$	N_2	$0,7682 \cdot 635,3 = 481,0 \quad \gg$
$i_{1900} = 744,3 \text{ ккал/нм}^3$		$i_{1800} = 694,8 \text{ ккал/нм}^3$	

$$t_{\text{кал}} = 1800 + \frac{714 - 694,8}{744,3 - 694,8} 100 = 1800 + 39 = 1839^\circ.$$

$$\alpha = 1,50; i_0 = 598 \text{ ккал/нм}^3:$$

$$t_{\text{кал}} = 1600^\circ$$

CO ₂	0,1171 · 903,9 = 106,0	ккал/нм ³
SO ₂	0,0022 · 895,0 = 2,0	»
H ₂ O	0,0406 · 711,1 = 28,9	»
O ₂	0,0683 · 588,3 = 40,3	»
N ₂	0,7718 · 558,3 = 432,0	»

$$t_{\text{кал}} = 1500^\circ$$

CO ₂	0,1171 · 840,7 = 98,5	ккал/нм ³
SO ₂	0,0022 · 835,3 = 1,8	»
H ₂ O	0,0406 · 658,6 = 26,8	»
O ₂	0,0683 · 548,9 = 37,6	»
N ₂	0,7718 · 520,8 = 402,0	»

$$i_{1600} = 609,2 \text{ ккал/нм}^3$$

$$i_{1500} = 566,7 \text{ ккал/нм}^3$$

$$t_{\text{кал}} = 1500 + \frac{598 - 566,7}{609,2 - 566,7} 100 = 1500 + 74 = 1574^\circ.$$

$$\alpha = 1,75; i_0 = 514 \text{ ккал/нм}^3:$$

$$t_{\text{кал}} = 1400^\circ$$

CO ₂	0,1008 · 777,8 = 78,4	ккал/нм ³
SO ₂	0,0019 · 775,3 = 1,5	»
H ₂ O	0,0350 · 607,2 = 21,3	»
O ₂	0,0881 · 509,8 = 45,0	»
N ₂	0,7742 · 482,9 = 375,0	»

$$t_{\text{кал}} = 1300^\circ$$

CO ₂	1,1008 · 714,7 = 72,0	ккал/нм ³
SO ₂	0,0019 · 715,3 = 1,4	»
H ₂ O	0,0350 · 555,7 = 19,5	»
O ₂	0,0881 · 470,5 = 41,5	»
N ₂	0,7742 · 444,9 = 345,0	»

$$i_{1400} = 521,2 \text{ ккал/нм}^3$$

$$i_{1300} = 479,4 \text{ ккал/нм}^3$$

$$t_{\text{кал}} = 1300 + \frac{514 - 479,4}{521,2 - 479,4} 100 = 1300 + 83 = 1383^\circ.$$

$$\alpha = 2,00; i_0 = 451 \text{ ккал/нм}^3:$$

$$t_{\text{кал}} = 1300^\circ$$

CO ₂	0,0884 · 714,7 = 63,2	ккал/нм ³
SO ₂	0,0017 · 715,3 = 1,2	»
H ₂ O	0,0307 · 555,7 = 17,1	»
O ₂	0,1031 · 470,5 = 48,5	»
N ₂	0,7764 · 444,0 = 346,0	»

$$t_{\text{кал}} = 1200^\circ$$

CO ₂	0,0884 · 652,7 = 57,8	ккал/нм ³
SO ₂	0,0017 · 654,9 = 1,1	»
H ₂ O	0,0307 · 506,0 = 15,6	»
O ₂	0,1031 · 430,5 = 44,3	»
N ₂	0,7764 · 408,0 = 317,0	»

$$i_{1300} = 476,0 \text{ ккал/нм}^3$$

$$i_{1200} = 435,8 \text{ ккал/нм}^3$$

$$t_{\text{кал}} = 1200 + \frac{451 - 435,8}{487 - 435,8} 100 = 1200 + 38 = 1238^\circ.$$

Упрощенный метод

Теплоемкость продуктов горения каменных углей — C при сжигании в стехиометрическом объеме воздуха, т. е. при $\alpha=1$, равна 0,405 ккал/нм³ в температурном интервале от 0 до 2100° (см. табл. 203, гл. XXVIII).

Отсюда для разбираемого случая

$$t_{\text{кал}} = \frac{Q_{\text{н}}^{\text{p}}}{V_1 C_1} = \frac{7273}{8,207 \cdot 0,405} = 2188^\circ.$$

При сжигании с коэффициентом избытка воздуха α , равным 1,25, температура горения снижается за счет разбавления продуктов горения воздухом несколько менее чем на 25%.

Задаемся температурой $2188 \cdot 0,75 = 1650^\circ$. При этой температуре средняя теплоемкость не разбавленных воздухом продуктов горения каменных углей округленно 0,39 и воздуха 0,35 (см. табл. 202, гл. XXVIII).

Объем избыточного воздуха в продуктах горения: $10,185 - 8,207 = 1,978 \text{ нм}^3$ (на 1 кг угля).

Отсюда температура горения

$$t_{\text{кал}} = \frac{Q_{\text{н}}^{\text{p}}}{V_1 \cdot C_1 + V_2 \cdot C_2} = \frac{7273}{8,207 \cdot 0,39 + 1,978 \cdot 0,35} = 1860^\circ.$$

Уточняем подсчет с учетом того, что искомая температура выше 1800° (см. табл. 202).

$$t_{\text{кал}} = \frac{7273}{8,207 \cdot 0,40 + 1,978 \cdot 0,36} = 1830^{\circ}.$$

Соответственно
при $\alpha = 1,50$

$$t_{\text{кал}} = \frac{7273}{8,207 \cdot 0,39 + 3,955 \cdot 0,35} = 1590^{\circ},$$

при $\alpha = 1,75$

$$t_{\text{кал}} = \frac{7273}{8,207 \cdot 0,38 + 5,932 \cdot 0,35} = 1400^{\circ},$$

при $\alpha = 2,00$

$$t_{\text{кал}} = \frac{7273}{8,207 \cdot 0,38 + 7,910 \cdot 0,35} = 1230^{\circ}.$$

Т а б л и ц а 46

Результаты подсчетов калориметрической температуры горения

α	Значения $t_{\text{кал}}, ^{\circ}\text{C}$, подсчитанные по методу		$\Delta t, ^{\circ}\text{C}$
	последовательных приближений	упрощенному	
1,00	2185	2188	3
1,25	1839	1830	9
1,50	1574	1590	16
1,75	1383	1400	17
2,00	1238	1230	8

В табл. 46 приводим сводку значений калориметрической температуры горения, подсчитанной по двум методам.

Таким образом, пользуясь округленными значениями средних теплоемкостей продуктов горения топлива и воздуха, можно подсчитать калориметрическую температуру горения топлива с точностью около 1%.

Еще более просто калориметрическая температура горения может быть подсчитана исходя не из теплотворной способности, а из жаропроизводительности топлива.

По уравнению теплового баланса процесса горения

$$Q_{\text{н}}^{\text{p}} = t_{\text{кал}} (V_1 C_1 + V_2 C_2), \quad (54)$$

а при сгорании топлива в стехиометрическом объеме воздуха

$$Q_{\text{н}}^{\text{p}} = t_{\text{макс}} \cdot V_1 \cdot C_{0-t_{\text{макс}}}.$$

Следовательно,

$$t_{\text{макс}} \cdot V_1 \cdot C_{0-t_{\text{макс}}} = t_{\text{кал}} (V_1 \cdot C_1 + V_2 \cdot C_2).$$

Отсюда

$$t_{\text{кал}} = \frac{t_{\text{макс}} \cdot V_1 \cdot C_{0-t_{\text{макс}}}}{V_1 \cdot C_1 + V_2 \cdot C_2}. \quad (55)$$

Для того чтобы избавиться от подсчета объема продуктов горения и необходимого для этого определения состава сжигаемого топлива, делим

числитель и знаменатель на V_1 , т. е. на объем продуктов горения в стехиометрическом количестве воздуха. Тогда

$$t_{\text{кал}} = \frac{t_{\text{макс}} \cdot C_{0-t_{\text{макс}}}}{C_1 + \frac{V_2}{V_1} C_2}, \quad (55a)$$

где

$\frac{V_2}{V_1}$ — отношение объема избыточного воздуха, содержащегося в продуктах горения, к объему продуктов горения в стехиометрическом количестве воздуха равно, как было ранее показано, $(h-1) B$ (см. стр. 74). Подставляя в формулу (55a) $(h-1) B$ вместо $\frac{V_2}{V_1}$, получаем

$$t_{\text{кал}} = \frac{t_{\text{макс}} \cdot C_{0-t_{\text{макс}}}}{C_1 + (h-1) B \cdot C_2}. \quad (56)$$

Значения жаропроизводительности топлива $t_{\text{макс}}$ и отношение объемов сухих и влажных продуктов горения — B — приведены в таблицах основных теплотехнических характеристик топлива (см. гл. XXVIII).

Значения $C_{0-t_{\text{макс}}}$, т. е. теплоемкости продуктов горения от 0° до $t_{\text{макс}}$, а также C_1 , т. е. теплоемкости не разбавленного воздухом продуктов горения от 0° до $t_{\text{кал}}$ и C_2 , т. е. теплоемкости воздуха от 0° до $t_{\text{кал}}$, приведены в таблицах теплоемкостей 202 и 203 (гл. XXVIII).

Следовательно, для подсчета калориметрической температуры горения необходимо определить лишь значение h , т. е. степень разбавления продуктов горения воздухом.

Таким образом, представляется возможность подсчета калориметрической температуры горения по весьма простой методике.

Приведем по данной методике подсчет калориметрической температуры горения каменного угля указанного на стр. 96 состава при тех же избытках воздуха.

Состав продуктов горения дан в процентах к объему не влажных, а сухих газов, в соответствии с данными, полученными при газовом анализе.

Состав сухих продуктов горения каменного угля (в %):

Номер испытания	CO ₂ +SO ₂	O ₂	N ₂
0	18,9	0,0	81,1
1	15,0	4,2	80,8
2	12,4	7,1	80,5
3	10,65	9,1	80,25
4	9,3	10,6	80,1

Подсчитаем для указанных составов продуктов горения каменного угля калориметрические температуры горения по формуле (56).

Жаропроизводительность каменного угля примем указанную в книге В. П. Линчевского — 2185° (при сжигании в сухом воздухе) [26] (см. также табл. 123, стр. 238); $RO_{2\text{макс}}$ для каменных углей принимаем равным 19%, $B=0,90$ (см. стр. 367):

№ 1

$$h = \frac{19}{15} = 1,27;$$

$$C_{0-t_{\text{макс}}} = 0,405;$$

$$C_1 = 0,39;$$

$$C_2 = 0,35;$$

$$t_{\text{кал}} = \frac{t_{\text{макс}} C_{0-t_{\text{макс}}}}{C_1 + (h-1) B \cdot C_2} = \frac{2185 \cdot 0,405}{0,40 + 0,27 \cdot 0,90 \cdot 0,35} = 1820^\circ;$$

№ 2

$$h = \frac{19}{12,4} = 1,53;$$

$$t_{\text{кал}} = \frac{2185 \cdot 0,405}{0,39 + 0,53 \cdot 0,90 \cdot 0,35} = 1590^{\circ};$$

№ 3

$$h = \frac{19}{10,65} = 1,78;$$

$$t_{\text{кал}} = \frac{2185 \cdot 0,405}{0,38 + 0,78 \cdot 0,90 \cdot 0,35} = 1400^{\circ};$$

№ 4

$$h = \frac{19}{9,3} = 2,04;$$

$$t_{\text{кал}} = \frac{2185 \cdot 0,405}{0,38 + 1,04 \cdot 0,90 \cdot 0,35} = 1250^{\circ}.$$

В табл. 47 приведена сводка подсчетов калориметрической температуры горения каменного угля при различной степени разбавления продуктов горения воздухом по методу последовательных приближений и по упрощенной методике.

Т а б л и ц а 47

Калориметрическая температура горения
каменного угля

Степень разбавления сухих продуктов горения воздухом, h	Значение $t_{\text{кал}}$, $^{\circ}\text{C}$, по методу		Δt $^{\circ}\text{C}$
	последовательных приближений	упрощенному	
1,27	1839	1820	19
1,53	1574	1590	16
1,78	1383	1400	17
2,04	1238	1250	12

Разделив числитель и знаменатель формулы (56) на $C_{0-t_{\text{макс}}}$, получаем формулу (57) для подсчета калориметрической температуры горения

$$t_{\text{кал}} = \frac{t_{\text{макс}}}{C' + (h-1)KB} \text{ } ^{\circ}\text{C}; \quad (57)$$

значения C' и K см. на стр. 385.

В случае предварительного нагрева воздуха и топлива калориметрическую температуру горения можно подсчитать по формуле

$$t_{\text{кал}} = \frac{Q_n^p + V_3 \cdot C_3 \cdot t_n + V_4 \cdot C_4 \cdot t_r}{V_1 C_1 + V_2 C_2}, \quad (58)$$

где

Q_n^p — низшая теплотворная способность топлива, ккал/кг или ккал/нм^3 ;

V_1 — объем не разбавленного воздухом продуктов горения 1 кг или 1 нм^3 топлива, нм^3 ;

C_1 — средневзвешенная теплоемкость не разбавленных воздухом продуктов горения от 0° до t , ккал/нм^3 ;

V_2 — объем избыточного воздуха, нм^3 ;

C_2 — средняя теплоемкость воздуха, от 0° до $t_{\text{кал}}$, ккал/нм^3 ;

V_3 — объем нагретого воздуха, поступающего в топку, нм^3 ;
 t_n — температура нагретого воздуха, $^{\circ}\text{C}$;
 C_3 — средняя теплоемкость воздуха от 0° до t_n , ккал/нм^3 ;
 V_4 — количество сжигаемого топлива, кг или нм^3 (для газа);
 t_r — температура топлива;
 C_4 — средняя теплоемкость топлива от 0° до t_r , ккал/кг или ккал/нм^3 .
 Значения теплоемкостей воздуха приведены в табл. 205. В той же таблице приведены значения теплоемкостей компонентов газообразного топлива.

Теплоемкость мазута C_m можно подсчитать по формуле

$$C_m = 0,415 + 0,0006 t, \text{ ккал/кг } ^{\circ}\text{C}, \quad (59)$$

где t — температура мазута.

Приближенно теплоемкость нагретого мазута можно принять равной $0,5 \text{ ккал/кг } ^{\circ}\text{C}$.

Теплоемкость различных видов твердого топлива приведена в табл. 207 (гл. XXVIII).

Расчет температуры нагрева воздуха, необходимой для поддержания заданной калориметрической температуры горения при увеличении разбавления продуктов горения воздухом

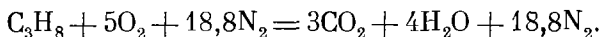
Подсчитать температуру нагрева воздуха, необходимую для поддержания при сжигании пропана калориметрической температуры горения, равной 1600° при $\alpha = 1,5; 1,6; 1,7; 1,8; 1,9; 2,0; 2,5$ и $3,0$. Температура пропана 0°C .

Из формулы (58) очевидно, что температура нагрева воздуха

$$t_b = \frac{t_{\text{кал}}(V_1 C_1 + V_2 C_2) - Q_H - V_4 \cdot C_4 \cdot t_r}{V_3 \cdot C_3}. \quad (60)$$

Низшая теплотворная способность пропана равна $21\,800 \text{ ккал/нм}^3$ (табл. 182, гл. XXVIII).

Уравнение горения пропана в стехиометрическом количестве воздуха



Теоретически необходимый объем воздуха для горения пропана V_0 равен $23,8 \text{ нм}^3$. Получаемый при этом объем продуктов горения V_1 равен $25,8 \text{ нм}^3$.

Объем воздуха при $\alpha > 1 - V_3$ и объем избыточного воздуха, содержащегося в продуктах горения 1 нм^3 пропана, V_2 в зависимости от α равны (в нм^3):

α	V_3	V_2	α	V_3	V_2
1,5	35,7	11,9	1,9	45,2	21,4
1,6	38,1	14,3	2,0	47,6	23,8
1,7	40,5	16,7	2,5	59,5	35,7
1,8	42,8	19,0	3,0	71,4	47,6

Средневзвешенная теплоемкость не разбавленных воздухом продуктов горения C_1 от 0 до 1600° равна $0,39 \text{ ккал/нм}^3 ^{\circ}\text{C}$, а средняя теплоемкость воздуха C_2 от 0 до 1600° равна $0,35 \text{ ккал/нм}^3 ^{\circ}\text{C}$ (табл. 202, гл. XXVIII).

Средняя теплоемкость воздуха C_p от 0 до 200°, равно как и от 0 до 400°, может быть принята $\sim 0,31$ ккал/нм³ °С.

Тогда температура нагрева воздуха t_n равна:
при $\alpha = 1,5$

$$t_n = \frac{1600 (25,8 \cdot 0,39 + 11,9 \cdot 0,35) - 21\,800}{35,7 \cdot 0,31} = 80^\circ;$$

при $\alpha = 1,6$

$$t_n = \frac{1600 (25,8 \cdot 0,39 + 14,3 \cdot 0,35) - 21\,800}{38,1 \cdot 0,31} = 190^\circ;$$

при $\alpha = 1,7$

$$t_n = \frac{1600 (25,8 \cdot 0,39 + 16,7 \cdot 0,35) - 21\,800}{40,5 \cdot 0,31} = 280^\circ;$$

при $\alpha = 1,8$

$$t_n = \frac{1600 (25,8 \cdot 0,39 + 19,0 \cdot 0,35) - 21\,800}{42,8 \cdot 0,31} = 365^\circ;$$

при $\alpha = 1,9$

$$t_n = \frac{1600 (25,8 \cdot 0,39 + 21,4 \cdot 0,35) - 21\,800}{45,2 \cdot 0,32} = 430^\circ;$$

при $\alpha = 2,0$

$$t_n = \frac{1600 (25,8 \cdot 0,39 + 23,8 \cdot 0,35) - 21\,800}{47,6 \cdot 0,32} = 500^\circ;$$

при $\alpha = 2,5$

$$t_n = \frac{1600 (25,8 \cdot 0,39 + 36,7 \cdot 0,35) - 21\,800}{59,5 \cdot 0,33} = 730^\circ;$$

при $\alpha = 3,0$

$$t_n = \frac{1600 (25,8 \cdot 0,39 + 47,6 \cdot 0,35) - 21\,800}{71,4 \cdot 0,335} = 880^\circ.$$

УПРОЩЕННАЯ МЕТОДИКА ПОДСЧЕТА ТЕОРЕТИЧЕСКОЙ ТЕМПЕРАТУРЫ ГОРЕНИЯ

Теоретическая температура горения $t_{\text{теор}}$ отличается от жаропродуцительности $t_{\text{макс}}$ тем, что при подсчете $t_{\text{теор}}$ учитывается теплота диссоциации продуктов горения. При высокой температуре CO_2 диссоциирует с образованием CO и O_2 и H_2O диссоциирует с образованием H_2 и O_2 .

Степень диссоциации возрастает с повышением температуры и снижением парциального давления CO_2 и H_2O .

Так, при парциальном давлении CO_2 0,2 *ата*, что имеет место при сжигании углерода при атмосферном давлении в стехиометрическом объеме воздуха и содержании в продуктах горения 20% CO_2 , при 1800° диссоциирует около 3,7% CO_2 , при 1900° — около 6%, при 2000° — около 10%, при 2100° — около 15%, при 2200° — около 23%.

Таким образом, с повышением температуры диссоциация CO_2 быстро возрастает, и при 3000° диссоциирует около 90% CO_2 .

При понижении парциального давления CO_2 степень диссоциации возрастает. Так, например, при 2000° и давлении CO_2 1 *ата* диссоциирует около 6% двуокиси углерода, при давлении 0,2 *ата* — 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° и парциальном давлении 1 *ата* диссоциирует около 2% H_2O , 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° примерно втрое меньше степени диссоциации двуокиси углерода.

При подсчете температуры в топках при сжигании топлива с высокой жаропрочностью 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 [27] и получила широкое применение в расчетах металлургических процессов [28] и процессов горения [26]. 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 также и с более далеко идущей диссоциацией продуктов горения с образованием гидроксидов и атомарного водорода и кислорода, а также с появлением в составе продуктов горения закиси азота NO в результате эндотермического процесса окисления азота. Так, подсчеты состава продуктов сгорания при атмосферном давлении октана (C_8H_{18}) в стехиометрическом объеме воздуха, произведенные Я. Б. Зельдовичем и А. И. Полярным [29], показали, что при температуре 2127°C (2400°K) в составе продуктов горения содержится 72,01% N_2 ; 12,61% H_2O ; 9,88% CO_2 ; 2,31% CO ; 1,14% OH ; 0,51% H_2 ; 0,41% NO ; 0,92% O_2 ; 0,12% H и 0,09% O .

Таким образом, трудоемкий подсчет теоретической температуры горения, производимый по указанной выше методике [26—28], не вполне точен, поскольку учитывается только диссоциация CO_2 и H_2O с образованием CO , H_2 и O_2 и не принимается во внимание содержание в продуктах горения гидроксидов и атомарных газов.

Допускаемая при этом погрешность может быть оценена следующим образом. Теплота диссоциации в пересчете на 1 лм^3 исходных продуктов сгорания октана равна 101 ккал, исходя из образования CO , H_2 и O_2 , и около 108 ккал с учетом образования также закиси азота, гидроксидов и атомарных газов.

Следовательно, расхождение составляет около 7 ккал на 1 лм^3 продуктов горения или около 450 ккал на 1 лм^3 октана.

Указанная величина составляет около 0,8 % по отношению к теплотворной способности октана. Температура горения, подсчитанная без учета более глубокой диссоциации продуктов горения при указанной температуре, также будет примерно на 0,8%, или на 15° , отличаться от температуры горения, подсчитанной с более полным учетом продуктов диссоциации.

Следует отметить также, что теоретическая и расчетная температуры горения в большой степени зависят от точности заданного соотношения топлива и воздуха. Так, при увеличении избытка подаваемого воздуха на 1% расчетная температура горения снижается примерно на 0,5%. Между тем контроль процесса горения, осуществляемый по газовому анализу, в большинстве случаев не позволяет поддерживать избыток воздуха с точностью, превышающей 1%, что соответствует изменению содержания кислорода в продуктах горения около 0,2%.

В соответствии с этим следует считаться с определенными погрешностями в подсчете теоретической и расчетной температур горения, производимыми по принятой в настоящее время сложной и трудоемкой методике.

При сжигании топлива без применения обогащенного кислородом воздуха и поддержании температуры ниже 2100° в технических расчетах, как уже отмечалось, обычно считаются с образованием в продуктах горе-

ния в результате диссоциации только CO , H_2 и O_2 . В этих случаях с учетом указанных выше погрешностей можно приближенно подсчитать теоретическую и расчетную температуры горения по простой методике, основанной на следующих положениях.

Объем продуктов горения в результате диссоциации CO_2 и H_2O возрастает, однако теплосодержание продуктов горения, не диссоциированных и частично диссоциированных, при той же температуре практически почти не меняется вследствие более высокой объемной теплоемкости исходных трехатомных газов CO_2 и H_2O по сравнению с теплоемкостями образующихся двухатомных газов. Так, объемная теплоемкость CO_2 от 0 до 2000° равна $0,5785 \text{ ккал/нм}^3$, теплоемкость CO — $0,3592 \text{ ккал/нм}^3$ и теплоемкость кислорода $0,3748 \text{ ккал/нм}^3$ (см. табл. 205, гл. XXVIII). Следовательно, теплосодержание $1 \text{ нм}^3 \text{ CO}$ и $0,5 \text{ нм}^3 \text{ O}_2$, образующихся в результате диссоциации $1 \text{ нм}^3 \text{ CO}_2$, мало отличается от теплосодержания исходной CO_2 :

$$C_{\text{CO}} + 0,5C_{\text{O}_2} = 0,3592 + 0,5 \cdot 0,3748 = 0,5466 \text{ ккал/нм}^3 \text{ }^\circ\text{C}.$$

По отношению к теплосодержанию исходной CO_2 разность составляет

$$\Delta Q_{\text{CO}_2} = \frac{(0,5466 - 0,5785) 100}{0,5785} \approx -5\%.$$

Теплосодержание продуктов диссоциации $1 \text{ нм}^3 \text{ H}_2\text{O}$ в большей степени отличается от теплосодержания исходного водяного пара:

$$C_{\text{H}_2\text{O}}^{0-2000} = 0,4688 \text{ ккал/нм}^3 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$C_{\text{H}_2}^{0-2000} + 0,5 \cdot C_{\text{O}_2}^{0-2000} = 0,3362 + 0,5 \cdot 0,3748 = 0,5236 \text{ ккал/нм}^3 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$\Delta Q_{\text{H}_2\text{O}} = \frac{(0,5236 - 0,4688) 100}{0,4688} \approx +11\%.$$

Итак, теплосодержание продуктов диссоциации CO_2 несколько ниже, чем исходной двуокиси углерода, а теплосодержание продуктов диссоциации H_2O выше, чем исходного водяного пара.

С учетом того обстоятельства, что CO_2 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.

В соответствии с этим, так как при температурах до 2100° диссоциирует лишь малая часть CO_2 и H_2O и, следовательно, еще меньшая часть суммарного объема продуктов сгорания топлива в воздухе, содержащих высокий процент азота, можно для упрощенного подсчета теоретической и расчетной температур горения принять, что произведение объемов продуктов горения на их средневзвешенную теплоемкость в температурном интервале от 0° до $t_{\text{теор}}$ не меняется в результате диссоциации CO_2 и H_2O .

При таком допущении теоретическая температура горения может быть подсчитана по формуле

$$t_{\text{теор}} = \frac{Q_{\text{н}} - Q_{\text{дисс}}}{V \cdot C}, \quad (61)$$

где

- $Q_{\text{н}}$ — низшая теплотворная способность топлива, ккал/кг или ккал/нм^3 ;
- $Q_{\text{дисс}}$ — теплота диссоциации продуктов горения, образующихся при сгорании 1 кг или 1 нм^3 топлива, ккал/кг или ккал/нм^3 ;
- V — объем продуктов горения, $\text{нм}^3/\text{кг}$ или $\text{нм}^3/\text{нм}^3$;
- C — средневзвешенная теплоемкость продуктов горения от 0° до $t_{\text{теор}}$, $\text{ккал/нм}^3 \text{ }^\circ\text{C}$.

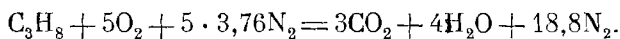
Значения средневзвешенной теплоемкости продуктов горения от 0 до t приведены в табл. 202, гл. XXVIII.

Следовательно, упрощенный подсчет теоретической температуры горения $t_{\text{теор}}$ отличается от подсчета жаропроизводительности $t_{\text{макс}}$ лишь необходимостью учета теплоты диссоциации $Q_{\text{дисс}}$.

Данные о степени диссоциации CO_2 и H_2O при различных температурах и парциальных давлениях приведены в табл. 209 и 210.

В качестве примера приводим подсчет теоретической температуры горения пропана.

Низшая теплотворная способность пропана $21\,800 \text{ ккал/н.м}^3$. Уравнение горения пропана в стехиометрическом объеме воздуха:



Объем продуктов горения $25,8 \text{ н.м}^3$.

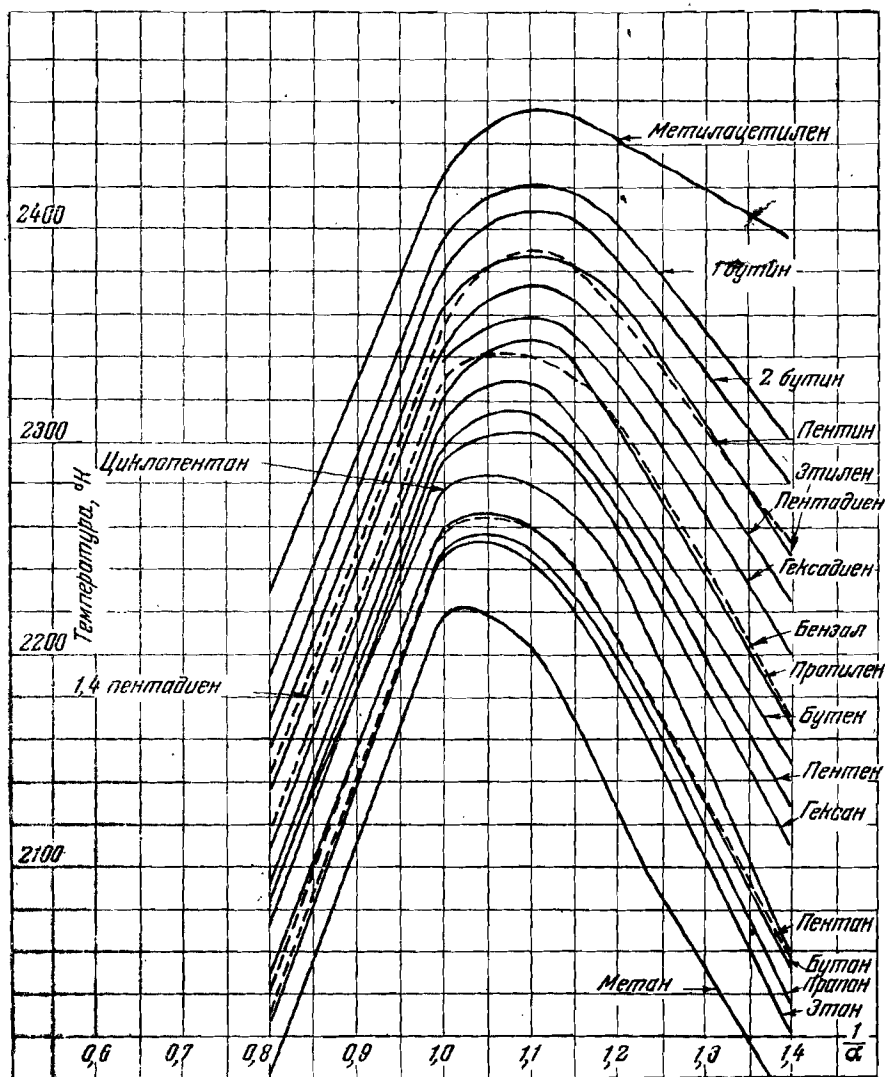


Рис. 12. Теоретические и расчетные температуры горения углеводородов

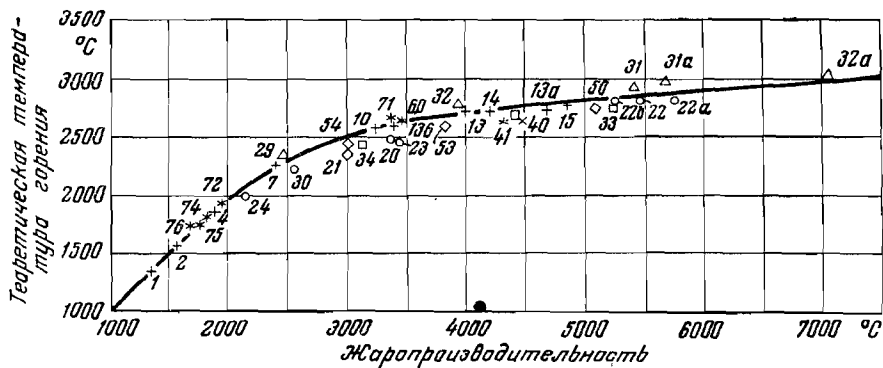


Рис. 13. Жаропродуцируемость и теоретическая температура горения

Состав продуктов горения: CO_2 —11,5%; H_2O —15,5%; N_2 —73,0%.

Задаемся температурой горения 2000° и подсчитываем значение теплоты диссоциации CO_2 и H_2O при парциальных давлениях 0,115 и 0,155 *атм* и температуре 2000° . Степень диссоциации CO_2 $\alpha=0,12$ (табл. 209).

Теплота диссоциации CO_2 :

$$Q_{\text{дисс}}^{\text{CO}_2} = V_{\text{CO}_2} \cdot \alpha Q_{\text{CO}} = 3 \cdot 0,12 \cdot 3030 = 1090 \text{ ккал.}$$

Теплота диссоциации H_2O :

$$Q_{\text{дисс}}^{\text{H}_2\text{O}} = V_{\text{H}_2\text{O}} \cdot b Q_{\text{H}_2} = 4 \cdot 0,036 \cdot 2580 = 370 \text{ ккал.}$$

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:

$$t_{\text{теор}} = \frac{Q_{\text{н}} - Q_{\text{дисс}}}{V \cdot C} = \frac{21800 - 1460}{25,8 \cdot 0,4} = 1970^\circ \text{C} \sim 2240^\circ \text{K.}$$

Для сопоставления на рис. 12 приведены значения теоретической температуры горения при атмосферном давлении различных углеводородов, опубликованные в 1955 г. [30]. Значение теоретической температуры горения (при $\alpha=1$) пропана равно около 2250°K .

Подсчитанная аналогичным образом по упрощенной методике теоретическая температура горения метана равна 1930°C или $\sim 2200^\circ \text{K}$.

Значение теоретической температуры горения метана по графику, приведенному на рис. 12, равно 2220°K . Теоретическая температура горения бензола, подсчитанная по формуле (51), равна 2060°C или около 2330°K и мало отличается от температуры, приведенной на указанном графике (2340°K).

Таким образом, для определения теоретической температуры горения, развиваемой в условиях сжигания топлива в воздухе (до 2100°C), можно пользоваться с достаточной для технических расчетов степенью точности простой методикой подсчета.

Необходимо отметить, что при сжигании топлива в кислороде или обогащенном кислороде 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 жаропродуцируемостью, подсчитываемой без учета диссоциации, очень велико, как это видно из графика, приведенного на рис. 13.

Расчетная температура горения $t_{\text{расч}}$, т. е. температура, развиваемая с учетом диссоциации CO_2 и H_2O при разбавлении продуктов горения избыточным воздухом, может быть подсчитана по формуле

$$t_{\text{расч}} = \frac{Q_{\text{н}} - Q_{\text{дисс}}}{V_{\text{н.г}} \cdot C_{\text{н.г}} + V_{\text{в}} C_{\text{в}}} \quad (62)$$

При подогреве воздуха и топлива, например газа, формулы для подсчета расчетной температуры горения при сжигании топлива без избытка и с избытком воздуха приобретают следующий вид:

$$t_{\text{расч}} = \frac{Q_{\text{н}} - Q_{\text{дисс}} + V_{\text{в}} \cdot C_{\text{в}} \cdot t_{\text{в}} + V_{\text{т}} \cdot C_{\text{т}} \cdot t_{\text{т}}}{V_{\text{н.г}} C_{\text{н.г}}}; \quad (63)$$

$$t_{\text{расч}} = \frac{Q_{\text{н}} - Q_{\text{дисс}} + V_{\text{в}} \cdot C_{\text{в}} \cdot t_{\text{в}} + V_{\text{т}} \cdot C_{\text{т}} \cdot t_{\text{т}}}{V_{\text{н.г}} \cdot C_{\text{н.г}} + V_{\text{в}} \cdot C_{\text{в}}} \quad (64)$$

Значения $C_{\text{н.г}}$, $C_{\text{в}}$ и $C_{\text{т}}$ приведены в табл. 202—208 (гл. XXVIII).

Различие между калориметрическими и расчетными температурами горения при сжигании природного газа с коэффициентом избытка воздуха от 1,00 до 1,16, т. е. в температурной области от 1800 до 2000° С, приведено в табл. 81 (гл. VIII, стр. 189).

Канд. техн. наук С. А. Тагер и инж. А. С. Смирнов построили по формуле автора [63] $J-\Theta$ диаграммы продуктов горения с учетом диссоциации CO_2 и H_2O [75].

ПОДСЧЕТЫ ПОТЕРЬ ТЕПЛА С УХОДЯЩИМИ ГАЗАМИ ПРИ СЖИГАНИИ ГАЗООБРАЗНОГО ТОПЛИВА

МЕТОДИКА ПОДСЧЕТА

Основными потерями тепла при сжигании газообразного топлива являются в большинстве случаев потери с уходящими газами, т. е. физическое тепло продуктов горения q_2 .

Величина q_2 определяется выражением

$$q_2 = \frac{V \cdot C \cdot t_{y.r} \cdot 100}{Q_n} \% \quad (65)$$

где

q_2 — физическое тепло продуктов горения, $\%$ к теплотворной способности сжигаемого газа;

V — объем продуктов горения, нм^3 на 1 нм^3 газообразного топлива;

C — средняя объемная теплоемкость продуктов горения от 0 до температуры, с которой продукты горения выпускаются из установки, $\text{ккал/нм}^3 \text{ } ^\circ\text{C}$;

$t_{y.r}$ — температура, с которой продукты горения покидают установку;

Q_n — низшая теплотворная способность топлива, ккал/нм^3 .

При подсчете q_2 по формуле (65) приходится подсчитывать теплотворную способность газа и объем продуктов горения, получаемых при его сжигании, а также подсчитывать средневзвешенную теплоемкость продуктов горения C по средним теплоемкостям углекислого газа, водяного пара, азота и кислорода: C_{CO_2} , $C_{\text{H}_2\text{O}}$, C_{N_2} и C_{O_2} с учетом процентного состава продуктов горения:

$$C = \frac{C_{\text{CO}_2}(\text{CO}_2) + C_{\text{H}_2\text{O}}(\text{H}_2\text{O}) + C_{\text{N}_2}(\text{N}_2) + C_{\text{O}_2}(\text{O}_2)}{100} \quad (66)$$

Представляется возможным, однако, определить физические потери тепла, не прибегая в каждом случае к подсчету теплотворной способности газа, объема продуктов горения и их теплоемкости.

Разберем сначала случай полного сгорания без избытка воздуха, т. е. в теоретических условиях. При отсутствии потерь тепла и полезного отвода тепла из зоны горения достигаемая при этом температура является максимальной и называется, как указывалось выше, жаропроизводительностью топлива $t_{\text{макс}}$.

Жаропроизводительность или максимально возможная температура, достигаемая при горении без подогрева газа или воздуха и без обогащения воздуха кислородом, подсчитывается, как указывалось выше, по формуле

$$t_{\text{макс}} = \frac{Q_n}{V \cdot C_{0-t_{\text{макс}}}},$$

где

$t_{\text{макс}}$ — жаропроизводительность газа, °C;

$Q_{\text{н}}$ — низшая теплотворная способность газа, ккал/нм³;

V — объем продуктов горения, нм³, получаемый при полном сгорании 1 нм³ газа без избытка воздуха;

$C_0 - t_{\text{макс}}$ — объемная средневзвешенная теплоемкость продуктов горения в интервале температур от 0° до $t_{\text{макс}}$, ккал/нм³ °C.

Следовательно, теплотворная способность газа может быть записана как произведение жаропроизводительности на объем продуктов горения в теоретических условиях и на средневзвешенную теплоемкость в интервале температур от 0° до $t_{\text{макс}}$:

$$Q_{\text{н}} = V \cdot t_{\text{макс}} C_{0-t_{\text{макс}}} \quad (67)$$

Заменяя в формуле (65) теплотворную способность топлива ее выражением из формулы (67), получаем выражение

$$q_2 = \frac{V \cdot C \cdot t_{\text{г.г}} \cdot 100}{V \cdot C_{0-t_{\text{макс}}} \cdot t_{\text{макс}}} \% \quad (68)$$

В этом случае объемы продуктов горения V в числителе и знаменателе сокращаются.

Отношение теплоемкостей продуктов горения в интервале температур от 0° до $t_{\text{г.г}}$ и от 0° до $t_{\text{макс}}$ обозначим C' :

$$C' = \frac{C_{0-t_{\text{г.г}}}}{C_{0-t_{\text{макс}}}} \quad (69)$$

В этом случае физическое тепло продуктов горения подсчитывается как отношение температуры уходящих газов к жаропроизводительности газа с учетом указанного выше коэффициента C' . Возможность применения этого простого метода расчета определяется, следовательно, возможностью достаточно простого и точного определения поправочного коэффициента C' для различных видов топлива.

Указанное положение было рассмотрено выше (см. стр. 88) и установлена возможность введения поправочного коэффициента, характеризующего изменение теплоемкостей продуктов горения с температурой. Величина поправочного коэффициента C' приведена в табл. 199 (стр. 385).

Во второй графе таблицы приведены коэффициенты C' для топлива с высокой жаропроизводительностью, в том числе для природного, нефтяных, коксового и других газов с малым содержанием балласта (N_2 и CO_2), подсчитанные как отношение средневзвешенной теплоемкости продуктов горения в интервале температур от 0° до $t_{\text{г.г}}$ к средневзвешенной теплоемкости в интервале температур от 0° до $t_{\text{макс}}$ (около 2000°). В четвертой графе таблицы приведены значения C' для различных видов топлива с пониженной жаропроизводительностью, к числу которых принадлежат газы со значительным содержанием балласта (смешанный генераторный, воздушный и доменный), подсчитанные как среднее отношение средневзвешенной теплоемкости продуктов горения в интервале температур от 0° до $t_{\text{г.г}}$ к средневзвешенной теплоемкости в интервале температур от 0° до $t_{\text{макс}}$ (около 1600°).

Итак, физические потери тепла при полном сгорании топлива без избытка воздуха могут быть подсчитаны по весьма простой формуле

$$q_2 = \frac{t_{\text{г.г}}}{t_{\text{макс}}} C' \cdot 100. \quad (70)$$

Однако в большинстве случаев приходится иметь дело с продуктами горения газообразного топлива, полученными в результате сжигания с известным избытком воздуха. Для того чтобы подсчитать в этом случае физическое тепло продуктов горения, необходимо учесть, во-первых, увеличение объема продуктов горения вследствие разбавления их избыточным воздухом и, во-вторых, отношение средней теплоемкости воздуха в интервале температур от 0 до $t_{y.r}$ к средневзвешенной теплоемкости продуктов горения в интервале температур от 0° до $t_{\text{макс}}$, обозначенное буквой K :

$$K = \frac{C_{0-t_{y.r}}^B}{C_{0-t_{\text{макс}}}^{п.в.}} \quad (71)$$

Значения поправочного коэффициента K также приведены в табл. 199.

Увеличение объема продуктов горения вследствие разбавления их избыточным воздухом легко определяется на основе анализа продуктов горения исходя из соотношения (39)

$$h = \frac{CO_{2\text{макс}}}{CO'_2 + CO' + CH'_4},$$

где

h — отношение объема сухих продуктов горения, полученных при сжигании топлива с избытком воздуха, к объему сухих продуктов горения в теоретических условиях;

$CO_{2\text{макс}}$ — максимальное содержание углекислого газа в сухих продуктах горения, соответствующее сжиганию газа в теоретических условиях;

CO'_2, CO', CH'_4 — соответственно процентное содержание углекислого газа, окиси углерода и метана в продуктах горения¹.

Данные по $CO_{2\text{макс}}$ приведены в табл. 184, гл. XXVIII. CO'_2, CO' и CH'_4 определяются путем газового анализа продуктов горения.

Таким образом, формула для подсчета физического тепла продуктов горения при сжигании топлива с избытком воздуха записывается

$$q_2 = \frac{t_{y.r}}{t_{\text{макс}}} C' \cdot 100 + \frac{t_{y.r} (h-1) BK}{t_{\text{макс}}} 100 = \frac{t_{y.r}}{t_{\text{макс}}} [C' + (h-1) BK] 100, \quad (72)$$

где

$t_{y.r}$ — температура уходящих газов, замеренная при испытании установки;

$t_{\text{макс}}$ — жаропроизводительность газа, приведенная в табл. 183;

C' — поправочный коэффициент, показывающий отношение средневзвешенной теплоемкости неразбавленного воздухом продуктов горения в температурном интервале от 0° до $t_{y.r}$ к их средневзвешенной теплоемкости в температурном интервале от 0° до $t_{\text{макс}}$, приведен в табл. 199;

K — поправочный коэффициент, показывающий отношение средней теплоемкости воздуха в температурном интервале от 0° до $t_{y.r}$ к средневзвешенной теплоемкости неразбавленного воздухом продуктов горения в температурном интервале от 0° до $t_{\text{макс}}$, приведен в табл. 199;

h — коэффициент, показывающий увеличение объема продуктов горения вследствие содержания в них избыточного воздуха по отношению к объему сухих продуктов горения в теоретических условиях; подсчитывают по формуле (39) (стр. 73);

¹ При содержании в газе сероводорода вводится значение $RO_{2\text{макс}}$ и RO_2 вместо $CO_{2\text{макс}}$ и CO_2 .

$(h - 1)$ — содержание воздуха в продуктах горения, нм^3 на 1 нм^3 сухих продуктов горения, получаемых в теоретических условиях;

B — коэффициент, показывающий отношение объема сухих продуктов к объему влажных продуктов горения в теоретических условиях;

$(h - 1)B$ — содержание воздуха, нм^3 на 1 нм^3 влажных продуктов горения, получаемых в теоретических условиях [31].

При сжигании газа с недостаточным для полного сгорания количеством воздуха соотношение

$$h = \frac{\text{CO}_2_{\text{макс}}}{\text{CO}'_2 + \text{CO}' + \text{CH}'_4}$$

меньше единицы. В этом случае, следовательно, объем продуктов горения меньше теоретического и соответственно меньше физические потери тепла с продуктами горения. Поэтому, если h меньше единицы, то подсчет физических потерь тепла по предлагаемому методу ведется по формуле

$$q_2 = \frac{t_{y.r}}{t_{\text{макс}}} C' \cdot h \cdot 100\%. \quad (73)$$

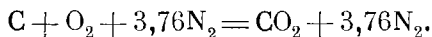
Если при определении q_2 учитывается разность между температурами уходящих газов и воздуха t_b , следует пользоваться соотношениями: при $h > 1$

$$q_2 = \frac{t_{y.r} - t_b}{t_{\text{макс}}} [C' + (h - 1)B \cdot K] 100\%; \quad (74)$$

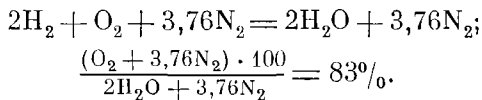
при $h < 1$

$$q_2 = \frac{t_{y.r} - t_b}{t_{\text{макс}}} h \cdot C' \cdot 100\%. \quad (75)$$

При применении формул (74) и (75) следовало бы считаться с тем, что объем воздуха, необходимый для горения, равен объему продуктов горения лишь при сгорании углерода:



При сгорании водорода объем воздуха составляет только около 80% по отношению к объему образующихся продуктов горения:



В соответствии с этим, чем больше в топливе водорода, тем более заметно различие между объемом необходимого для горения воздуха V_0 и объемом образующихся продуктов горения V_2 .

Наличие в топливе влаги, переходящей при сжигании топлива в продукты горения, значительно увеличивает различие между объемом необходимого для горения воздуха и объемом образующихся продуктов горения, содержащих водяной пар.

Особенно большое различие между объемом необходимого для горения воздуха и объемом образующихся продуктов горения имеется при сжигании газообразного топлива с высоким содержанием азота и двуокиси углерода, переходящих в дымовые газы и значительно увеличивающих их объем. Так, объем воздуха, необходимый для сжигания доменного газа, содержащего около 70% азота и двуокиси углерода, составляет лишь примерно 50% по отношению к объему продуктов горения, образующихся при сжигании доменного газа в стехиометрическом количестве воздуха.

Следует отметить также, что теплоемкость 1 нм^3 воздуха ниже теплоемкости 1 нм^3 продуктов горения, содержащих трехатомные газы CO_2 и H_2O , обладающие значительно большей объемной теплоемкостью по сравнению с двухатомными газами — N_2 и O_2 .

Отношение объемной теплоемкости воздуха к объемной теплоемкости продуктов горения при температуре около 100° равно примерно 0,95, как это видно из цифр, приведенных в табл. 199 (гл. XXVIII).

В соответствии с этим при подсчете потерь тепла с уходящими газами по формулам, в которые входит выражение $t_{\text{г.г}} - t_{\text{в}}$, независимо от того, по какой методике ведется подсчет потерь тепла, желательно вводить коэффициент l , показывающий отношение объема воздуха, умноженного на теплоемкость воздуха, к объему продуктов горения, умноженному на теплоемкость продуктов горения.

$$l = \frac{V_{\text{в}} \cdot C_{\text{в}}}{V_{\text{п.г.}} \cdot C_{\text{п.г.}}}.$$

Следовательно, подсчет потерь тепла с уходящими газами будет более точным, если в формулы (74) и (75) вместо выражения $(t_{\text{г.г}} - t_{\text{в}})$ ввести выражение $(t_{\text{г.г}} - l t_{\text{в}})$.

При увеличении α значение l , естественно, несколько возрастает, так как продукты горения разбавляются воздухом и их теплоемкость снижается.

Средние значения величины l для различных видов топлива приведены в табл. 201 (гл. XXVIII).

Следует отметить, что при подсчете физических потерь тепла при сжигании газа, состоящего из смеси природного и других газов, часто приходится считаться со значительным изменением теплотворной способности и объема продуктов горения сжигаемого газа. В соответствии с этим для подсчета физических потерь тепла приходится отбирать среднюю пробу и определять состав смешанного газа, что связано со значительной затратой труда и времени.

При подсчете потерь тепла по предлагаемому методу определение состава смешанного газа не является необходимым, так как изменение жаропроизводительности смешанного газа, состоящего из смеси газов с малым содержанием балласта, весьма незначительно.

Указанное положение справедливо также для подсчета физических потерь тепла при сжигании коксового газа различного состава, различных нефтепромысловых, нефтезаводских, сжиженных газов и т. д. Так, например, теплотворная способность в парообразном состоянии 1 нм^3 пропана и бутана, входящих в состав сжиженных газов, равна соответственно 21 800 и 28 345 ккал, а жаропроизводительность пропана и бутана соответственно 2110 и 2118°.

Следовательно, теплотворная способность 1 нм^3 бутана на 30% выше теплотворной способности 1 нм^3 пропана, а жаропроизводительность бутана выше жаропроизводительности пропана только на 8° или на 0,4%.

Необходимая в некоторых случаях проверка $\text{CO}_{2\text{макс}}$ значительно проще полного анализа горючего газа.

При подсчете потерь тепла с уходящими газами с учетом содержания в воздухе 1% влаги по весу в соответствии с нормативным методом теплового расчета котельных агрегатов [22] в приведенных выше формулах вместо $t_{\text{макс}}$ вводят величину $t'_{\text{макс}}$.

При необходимости учета физического тепла газа и воздуха, нагретых вне установки, потери тепла с уходящими газами можно подсчитать по формуле

$$q_2 = \frac{t_{\text{г.г}} - t_{\text{в}}}{t'_{\text{макс}} (1 + m + n)} [C' + (h - 1) B \cdot K] 100\%, \quad (76)$$

где

t_v — температура неподогретого воздуха;

m — поправка на физическое тепло газа (или другого вида топлива);

n — поправка на физическое тепло воздуха, нагретого вне котлоагрегата или другой теплоиспользующей установки.

Значения величин m и n для различных видов топлива приведены в табл. 48 и 49.

Т а б л и ц а 48

Значение коэффициента $\bar{m}$ при внешнем подогреве топлива до температуры t , °C

Наименование топлива	Коэффициент $\bar{m}$
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

Т а б л и ц а 49

Значение коэффициента n при внешнем подогреве воздуха для различных видов топлива

Наименование топлива	Коэффициент n
Газы природный, нефтепромысловый, нефтезаводский, сжиженный	0,00035 · $\Delta t\beta'$
Коксовый газ	0,0003 · $\Delta t\beta'$
Доменный, воздушный, смешанный генераторный газы	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 · $\Delta t\beta'$

П р и м е ч а н и е. Δt — температура нагрева воздуха ($t_{\text{возд}} - 30^\circ$) [см. 22]; β' — отношение объема нагретого воздуха к теоретически необходимому.

РЕЗУЛЬТАТЫ ПОДСЧЕТОВ

Подсчет потерь тепла с уходящими газами при сжигании московского городского газа при $h > 1$. Сжигается московский городской газ. Продукты горения покидают установку с температурой 300° . Состав сухих продуктов горения: CO_2 10,4%; O_2 1,6%; N_2 88%.

Первый метод. Определяем состав городского газа (в %) посредством газового анализа.

CH ₄	64,3	O ₂	1,7
H ₂	25,8	CO ₂	1,7
CO	2,8	N ₂	2,7
C ₂ H ₄	1,0		

100

Вычисляем теплотворную способность газа по формулам

$$Q_n = 30,2\text{CO} + 25,8\text{H}_2 + 85,5\text{CH}_4 + 152\text{C}_2\text{H}_6 + 218\text{C}_3\text{H}_8 + 283\text{C}_4\text{H}_{10} + 349\text{C}_5\text{H}_{12} + 141\text{C}_2\text{H}_4 + 205\text{C}_3\text{H}_6 + 271\text{C}_4\text{H}_8 + 337\text{C}_5\text{H}_{10} + 335\text{C}_6\text{H}_8 + 56\text{H}_2\text{S}$$

или

$$Q_v = 30,2\text{CO} + 30,5\text{H}_2 + 95\text{CH}_4 + 166\text{C}_2\text{H}_6 + 237\text{C}_3\text{H}_8 + 307\text{C}_4\text{H}_{10} + 377\text{C}_5\text{H}_{12} + 150\text{C}_2\text{H}_4 + 220\text{C}_3\text{H}_6 + 290\text{C}_4\text{H}_8 + 360\text{C}_5\text{H}_{10} + 350\text{C}_6\text{H}_8 + 61\text{H}_2\text{S}.$$

$$Q_n = 85,5 \cdot \text{CH}_4 + 25,8 \cdot \text{H}_2 + 30,2 \cdot \text{CO} + 141 \cdot \text{C}_2\text{H}_4 = 6400 \text{ ккал/нм}^3.$$

Подсчитываем объем сухих продуктов горения, получаемый при сжигании 1 нм³ газа, по балансу углерода в горючем газе и продуктах горения:

$$V = \frac{\text{CH}_4 + \text{CO} + 2 \cdot \text{C}_2\text{H}_4 + \text{CO}_2}{\text{CO}_2'} = \frac{64,3 + 2,8 + 2,1 + 1,7}{10,4} = 6,81 \text{ нм}^3.$$

В состав сухих продуктов горения входят:

$$6,81 \cdot 0,104 = 0,71 \text{ нм}^3 \text{ CO}_2;$$

$$6,81 \cdot 0,016 = 0,09 \text{ нм}^3 \text{ O}_2;$$

$$6,81 \cdot 0,880 = 6,01 \text{ нм}^3 \text{ N}_2.$$

Подсчитываем объем H₂O при сжигании 100 нм³ газа

$$\text{H}_2\text{O} = 2\text{CH}_4 + \text{H}_2 + 2\text{C}_2\text{H}_4 = 2 \cdot 64,3 + 25,8 + 2 \cdot 1,0 = 156,4 \text{ нм}^3.$$

Следовательно, содержание H₂O во влажных продуктах горения 1 нм³ газа равно 1,56 нм³.

Вычисляем физические потери тепла с продуктами горения:

$$q_2 = \frac{(V_{\text{CO}_2} \cdot C_{\text{CO}_2} + V_{\text{O}_2} \cdot C_{\text{O}_2} + V_{\text{N}_2} \cdot C_{\text{N}_2} + V_{\text{H}_2\text{O}} \cdot C_{\text{H}_2\text{O}}) t \cdot 100}{Q_n} =$$

$$= \frac{(0,71 \cdot 0,447 + 0,09 \cdot 0,324 + 6,01 \cdot 0,312 + 1,56 \cdot 0,368) 300 \cdot 100}{6400} = 13,2\%.$$

Второй метод. Городской газ не анализируется. Значения CO_{2макс}, B и t_{макс} средние для московского городского газа берутся из табл. 183 и 184; значения коэффициентов C', K — из табл. 199 (гл. XXVIII).

Подсчитываем отношение объема сухих продуктов горения к теоретическому объему сухих продуктов горения:

$$h = \frac{\text{CO}_{2\text{макс}}}{\text{CO}_2'} = \frac{11,8}{10,4} = 1,13.$$

Вычисляем физические потери тепла с продуктами горения:

$$q_2 = \frac{300}{2050} (0,84 + 0,13 \cdot 0,81 \cdot 0,79) 100 = 13,5\%.$$

Более точный результат может быть получен при подсчете $\text{CO}_{2\text{макс}}$ по составу продуктов полного горения [формула (40)].

$$\text{CO}_{2\text{макс}} = \frac{\text{CO}_2' \cdot 100}{100 - 4,76\text{O}_2} = \frac{10,4 \cdot 100}{100 - 4,76 \cdot 1,6} = 11,3\%.$$

В соответствии с этим

$$h = \frac{\text{CO}_{2\text{макс}}}{\text{CO}_2'} = \frac{11,3}{10,4} = 1,09$$

и

$$q_2 = \frac{t}{t_{\text{макс}}} [C' + (h - 1) B \cdot K] = \frac{300}{2050} (0,84 + 0,09 \cdot 0,81 \cdot 0,79) 100 = 13,2\%.$$

Подсчет потерь тепла с уходящими газами при сжигании московского городского газа при $h < 1$. Сжигается московский газ. Состав продуктов горения:

$$\text{CO}_2' 11,0\%, \text{CO}' 1,2\%, \text{CH}_4' 5,2\%, \text{N}_2' 82,6\%.$$

Температура продуктов горения 650° .

Первый метод. Определяем состав сжигаемого городского газа (в %) посредством газового анализа:

CH_4	80,2	CO_2	0,5
H_2	9,4	O_2	1,0
CO	3,6	N_2	4,8
C_2H_4	0,5		

100

Вычисляем теплотворную способность газа:

$$Q_{\text{н}} = 85,5 \cdot \text{CH}_4 + 25,8 \cdot \text{H}_2 + 30,2 \cdot \text{CO} + 141 \cdot \text{C}_2\text{H}_4 = 7277 \text{ ккал/нм}^3.$$

Подсчитываем объем сухих продуктов горения, получаемый при сжигании 1 нм^3 газа, по балансу углерода в горючем газе и продуктах горения

$$V = \frac{\text{CH}_4 + \text{CO} + \text{CO}_2 + 2\text{C}_2\text{H}_4}{\text{CO}_2' + \text{CO}' + \text{CH}_4'} = \frac{80,2 + 3,6 + 0,5 + 2 \cdot 0,5}{11,0 + 1,2 + 5,2} = 4,9 \text{ нм}^2.$$

В состав сухих продуктов горения входят:

$$4,9 \cdot 0,110 = 0,539 \text{ нм}^3 \text{ CO}_2;$$

$$4,9 \cdot 0,052 = 0,255 \text{ нм}^3 \text{ CH}_4;$$

$$4,9 \cdot 0,826 = 4,047 \text{ нм}^3 \text{ N}_2; \quad 4,9 \cdot 0,012 = 0,059 \text{ нм}^3 \text{ CO}.$$

Подсчитываем объем CO_2 и H_2O в продуктах горения при сжигании 1 нм^3 газа в теоретических условиях и определяем отношение водяного пара к двуокиси углерода в продуктах горения:

$$\text{CO}_2 = 0,01 (\text{CH}_4 + \text{CO} + 2\text{C}_2\text{H}_4 + \text{CO}_2) = 0,853 \text{ нм}^3;$$

$$\text{H}_2\text{O} = 0,01 (2\text{CH}_4 + \text{H}_2 + 2\text{C}_2\text{H}_4) = 1,708 \text{ нм}^3;$$

$$\frac{\text{H}_2\text{O}}{\text{CO}_2} = \frac{1,708}{0,853} = 2.$$

Определяем содержание водяного пара в продуктах горения.

На каждый объем окислов углерода, т. е. $\text{CO}_2 + \text{CO}$, в продуктах горения приходится два объема H_2O . Следовательно, содержание H_2O во влажных продуктах горения равно

$$2 (\text{CO}_2 + \text{CO}) = 2 (0,539 + 0,059) = 1,196 \text{ нм}^3.$$

Вычисляем физические потери тепла с продуктами горения при температуре 650°

$$q_2 = \frac{(V_{\text{CO}_2} \cdot C_{\text{CO}_2} + V_{\text{CH}_4} \cdot C_{\text{CH}_4} + V_{\text{N}_2} \cdot C_{\text{N}_2} + V_{\text{CO}} \cdot C_{\text{CO}} + V_{\text{H}_2\text{O}} \cdot C_{\text{H}_2\text{O}}) t \cdot 100}{Q_H} =$$

$$= \frac{(0,539 \cdot 0,495 + 0,255 \cdot 0,555 + 4,047 \cdot 0,322 + 0,059 \cdot 0,0326 + 1,196 \cdot 0,389) 650 \cdot 100}{7277} = 19,6\%$$

В т о р о й м е т о д. Подсчитываем отношение объема сухих продуктов горения к теоретическому объему сухих продуктов горения:

$$h = \frac{\text{CO}_2 \text{ макс}}{\text{CO}'_2 + \text{CO}' + \text{CH}'_4} = \frac{11,8}{11,0 + 1,2 + 5,2} = 0,68.$$

Следовательно, объем продуктов горения меньше теоретического объема продуктов горения в 0,68 раза.

Вычисляем физические потери тепла с продуктами горения по формуле

$$q_2 = \frac{t}{t_{\text{макс}}} C' \cdot h \cdot 100 = \frac{650}{2050} 0,885 \cdot 0,68 \cdot 100 = 19,1\%.$$

Подсчет потерь тепла с уходящими газами при сжигании московского городского газа в технологической печи. В 1951 г. Энергохладмонтаж провел испытание хлебопекарной печи АЦХ № 3, работающей на московском городском газе.

При испытании печи были получены следующие данные:

Состав продуктов горения (в %):

CO ₂	6,6	H ₂	0,26
CO	0,2	O ₂	9,4
CH ₄	0,91	N ₂	82,63

100,00

Температура уходящих газов 366°. Температура воздуха 18°.

Для определения CO_{2 макс} в дымовых газах воспользуемся приведенным выше составом продуктов горения, содержащих горючие компоненты CO, CH₄ и H₂, а также составом продуктов полного горения, отводимых из парового котла, установленного на заводе и работающего также на московском городском газе. Состав продуктов полного горения: CO₂ 5,75%, O₂ 11,05%, N₂ 83,2%.

Определяем CO_{2 макс} для сжигаемого газа по составу продуктов полного горения, отводимых из котла,

$$\text{CO}_2 \text{ макс} = \frac{\text{CO}'_2}{100 - 4,76 \text{O}'_2} = \frac{5,75 \cdot 100}{100 - 4,76 \cdot 11,05} = 12,1\%.$$

Определяем CO_{2 макс} для сжигаемого газа по составу продуктов горения, отводимых из печи,

$$\text{CO}_2 \text{ макс} = \frac{(\text{CO}'_2 + \text{CO}' + \text{CH}'_4) 100}{100 - 4,76 (\text{O}'_2 - 0,4 \text{CO}' - 0,2 \text{H}'_2 - 1,6 \text{CH}'_4)} =$$

$$= \frac{(6,6 + 0,2 + 0,91) 100}{100 - 4,76 (9,4 - 0,08 - 0,05 - 1,45)} = 12,3\%.$$

$$\text{Среднее значение } \text{CO}_2_{\text{макс}} = \frac{12,1 + 12,3}{2} = 12,2\%.$$

Определяем h для уходящих газов печи

$$h = \frac{\text{CO}_2_{\text{макс}}}{\text{CO}_2' + \text{CO}' + \text{CH}_4'} = \frac{12,2}{6,6 + 0,2 + 0,91} = 1,58.$$

Вычисляем потери тепла с уходящими газами

$$q_2 = \frac{366 - 18}{2050} (0,85 + 0,58 \cdot 0,81 \cdot 0,795) 100 = 20,7\%.$$

В отчете об испытании q_2 подсчитано равным 20,8%.

Институт Мосгазпроект в течение пяти лет применяет упрощенную методику при проведении испытаний котлов, работающих на московском городском газе. За это время проведено около 150 испытаний. Среднее расхождение при подсчете потерь тепла с уходящими газами по двум методам 0,16%, максимальное расхождение не превышает 0,4% [65].

В табл. 50 приведены результаты подсчетов потерь тепла с уходящими газами, проведенные Мосгазпроект при испытании котлов на 10 московских предприятиях.

Подсчет потерь тепла с уходящими газами двигателя, работающего на доменном газе. В книге Ф. Зейферта «Испытание паровых машин, котлов, турбин и двигателей внутреннего сгорания» приводятся следующие данные, полученные при испытании двигателя, работающего на колошниковом (доменном) газе. Состав газа (в %):

CO	32,5
H ₂	2,6
CO ₂	6,2
N ₂	58,7
	100

Низшая теплотворная способность газа 1020 ккал/нм³.

Результаты анализа продуктов горения: CO₂ 19,5%; O₂ 3,6%.

Температура продуктов горения 525°. Температура воздуха 20°.

Объем продуктов горения, получаемый при сжигании 1 нм³ газа, 2,0 нм³, в том числе 0,387 нм³ CO₂ и 0,026 нм³ H₂O.

Принимая среднюю теплотворность продуктов горения равной 0,32 ккал/нм³ С, Ф. Зейферт подсчитывает на основе приведенных выше данных потери тепла с уходящими газами двигателя, равными 31,9%.

Приводим для сопоставления подсчет потерь тепла с уходящими газами двигателя без использования данных о составе и теплотворной способности доменного газа.

Подсчитываем значение CO₂_{макс} для сжигаемого доменного газа, исходя из анализа продуктов горения по формуле (41):

$$\text{CO}_2_{\text{макс}} = \frac{\text{CO}_2' \cdot 100}{100 - 4,76 \text{O}_2'} = \frac{19,5}{100 - 4,76 \cdot 3,6} = 23,6\%.$$

Подсчитываем h , т. е. увеличение объема сухих продуктов горения доменного газа в результате разбавления их воздухом, по отношению к теоретическому объему, исходя из определенного выше значения CO₂_{макс} для сжигаемого газа:

$$h = \frac{\text{CO}_2_{\text{макс}}}{\text{CO}_2'} = \frac{23,6}{19,5} = 1,21.$$

Результаты испытаний котлов Мосгазпроекта

Наименование предприятия	Тип котла	Потери тепла с уходящими газами, %		
		Обычная методика	Упрощенная	Невязка
Завод железобетонных изделий № 2	ДКВР-10	19,4	19,68	—0,28
		16,0	15,89	+0,11
		14,5	14,52	—0,02
Очаковский кирпичный завод	НР-18	24,9	24,75	+0,15
		19,5	19,35	+0,15
		15,3	15,15	+0,15
Завод ремонтно-механический и стройдеталей	ДКВР-4—13	12,5	12,39	+0,11
		13,0	13,4	—0,4
		13,7	14,06	—0,36
Завод керамблоков	Шухов—Берлин А-7	10,4	10,45	—0,05
		10,2	10,45	—0,25
		10,0	9,95	+0,05
То же	Шухов—Берлин А-3	10,0	9,95	+0,05
		12,1	11,78	+0,32
		11,0	10,74	+0,26
Хлебозавод № 8	КРШ-4	16,1	16,04	+0,06
		14,8	14,86	—0,06
		11,8	11,68	+0,12
Завод «Красный пролетарий»	Шухов	11,7	11,48	+0,22
		13,2	13,0	+0,20
		15,1	15,12	—0,02
Фабрика «Рот-Фронт»	ДКВР-10	9,5	9,63	—0,13
		9,9	9,95	—0,05
		10,0	10,15	—0,15
Хромово-кожевенный завод	Бабкок—Вилькокс	7,65	7,70	—0,05
		8,6	8,62	—0,02
		10,5	10,65	—0,15
Шпунльно-катушечная фабрика	Фицнер и Гампер	10,03	9,95	+0,08
		11,32	11,03	+0,29
		11,85	11,73	+0,12
То же	ДКВР-6, 5—13	9,1	8,84	+0,26
		9,5	9,44	+0,06
		10,5	10,35	+0,15
Банно-прачечный комбинат	ДКВР-4—13	7,48	7,58	—0,1
		8,1	7,82	+0,28
		8,85	8,45	+0,4

Вычисляем потери тепла с уходящими газами:

$$q_2 = \frac{525 - 20}{1470} (0,88 + 0,21 \cdot 0,97 \cdot 0,82) 100 = 35,8.$$

Сопоставление результатов подсчета показывает значительное расхождение при подсчете потерь тепла с уходящими газами.

По Зейферту значение q_2 равно 31,9%, а по предлагаемой методике — 35,8%.

Для выяснения причины расхождения в подсчетах проверим теплоемкость продуктов горения доменного газа, принятую Ф. Зейфертом, равной 0,32 ккал/нм³ °С.

Ниже приводим подсчет теплоемкости продуктов горения доменного газа указанного Ф. Зейфертом состава:

$$\begin{aligned} \sum C &= \frac{C_{\text{CO}_2} \cdot V_{\text{CO}_2} + C_{\text{H}_2\text{O}} \cdot V_{\text{H}_2\text{O}} + C_{\text{O}_2} \cdot V_{\text{O}_2} + C_{\text{N}_2} \cdot V_{\text{N}_2}}{V_{\text{CO}_2} + V_{\text{H}_2\text{O}} + V_{\text{O}_2} + V_{\text{N}_2}} = \\ &= \frac{0,475 \cdot 0,387 + 0,380 \cdot 0,026 + 0,334 \cdot 0,072 + 0,317 \cdot 1,535}{0,387 + 0,026 + 0,072 + 1,535} = 0,351. \end{aligned}$$

Следовательно, теплоемкость продуктов горения, принятая Ф. Зейфертом, требует уточнения, в соответствии с чем и подсчитанное им значение потерь тепла с уходящими газами изменится пропорционально изменению теплоемкостей в соответствии с их уточнением и будет равно

$$q_2 \frac{0,351}{0,32} = 31,9 \frac{0,351}{0,32} = 35,0\%.$$

Исправленное значение потерь тепла с уходящими газами сравнительно мало отличается от подсчитанного по предлагаемой методике.

По методике, изложенной в данной главе, можно подсчитать потери тепла с уходящими газами и располагаемое тепло продуктов горения при сжигании любого вида газообразного топлива.

Для важнейших видов газообразного топлива: природного, нефтепромыслового, сжиженного газов составлены вспомогательные расчетные таблицы, позволяющие существенно упростить технику подсчетов.

Подсчеты потерь тепла с уходящими газами и располагаемого тепла продуктов горения с применением этих таблиц изложены в главах VIII—X, стр. 183—206.

Расчетные таблицы составлены также для определения потерь тепла с уходящими газами при сжигании моторного топлива и мазута (главы XI и XII), дров, торфа, бурого угля, каменного угля, антрацита и кокса (главы XIII, XIV и XV).

В главе XVI даны вспомогательные таблицы для подсчетов потерь тепла при совместном сжигании двух видов топлива.

ПОДСЧЕТЫ ПОТЕРЬ ТЕПЛА С УХОДЯЩИМИ ГАЗАМИ ПРИ СЖИГАНИИ ЖИДКОГО ТОПЛИВА

МЕТОДИКА ПОДСЧЕТА

Потери тепла с уходящими газами и располагаемая теплота продуктов горения при сжигании жидкого топлива при значениях $h > 1$ подсчитываются по формуле (74) [32]

$$q_2 = \frac{t_{y. r} - t_{\text{макс}}}{t_{\text{макс}}} [C' + (h - 1) B \cdot K] 100\%$$

и при значениях $h < 1$ — по формуле (75):

$$q_2 = \frac{t_{y. r} - t_n}{t_{\text{макс}}} C' \cdot h\%$$

Значения $t_{\text{макс}}$, $\text{CO}_{2\text{макс}}$ и B для жидкого топлива приведены на стр. 367.

Значения C' и K для жидкого топлива соответствуют значениям C' и K для газообразного топлива с малым содержанием балласта (см. табл. 199, гл. XXVIII, стр. 385).

При сжигании мазута в паровых форсунках дополнительное количество тепла, уносимое водяным паром, вдуваемым в форсунки, может быть подсчитано по формуле

$$q'_2 = \frac{D \cdot C (t_2 - t_1) 100}{Q_n^p} \%, \quad (77)$$

где

D — количество пара, кг, расходуемое на 1 кг мазута;

t_1 — температура вдуваемого пара;

t_2 — температура уходящих газов;

C — средняя теплоемкость водяного пара (весовая) в температурном интервале от 0° до t_2 , ккал/кг $^\circ\text{C}$;

Q_n^p — низшая теплотворная способность мазута, ккал/кг.

Величина q'_2 составляет незначительную часть суммарных потерь тепла с уходящими газами, в особенности с учетом температуры вдуваемого пара. В соответствии с этим теплотворная способность мазута при определении q'_2 может быть округленно принята равной 10 000 ккал/кг, средняя теплоемкость водяного пара 0,5 ккал/кг $^\circ\text{C}$. Расход водяного пара на 1 кг мазута D определяется по характеристике форсунок. При этом формула приобретает вид

$$q'_2 = \frac{D (t_2 - t_1)}{200} \%. \quad (78)$$

Теплота нагрева мазута q_2'' в процентах к его теплотворной способности может быть подсчитана по формуле

$$q_2'' = \frac{C_{\text{мазут}} \cdot t_{\text{мазут}} \cdot 100}{Q_{\text{н}}^p} \% , \quad (79)$$

где

$t_{\text{мазут}}$ — температура нагрева мазута;

$C_{\text{мазут}}$ — средняя теплоемкость мазута в интервале температур от 0° до t ;

$Q_{\text{н}}$ — низшая теплотворная способность мазута, ккал/кг .

Принимая аналогично предыдущему низшую теплотворную способность мазута равной $10\,000 \text{ ккал/кг}$ и теплоемкость мазута равной $0,5 \text{ ккал/кг}^\circ\text{C}$, получаем значение

$$q_2'' = \frac{0,5 \cdot t \cdot 100}{10\,000} = \frac{t}{200} \% , \quad (80)$$

$$\sum q_2 = q_2 + q_2' - q_2'' \% . \quad (81)$$

Поскольку потери тепла с уходящими газами в энергетических установках, работающих на твердом и жидком топливе, подсчитываются в последнее время с учетом влаги, содержащейся в воздухе, соответствующие подсчеты q_2 при сжигании твердого и жидкого топлива даны с учетом этой величины.

Для этого в формулы (72) и (74) вместо $t_{\text{макс}}$ введена величина $t'_{\text{макс}}$, т. е. жаропроизводительность топлива при сжигании в воздухе, содержащем 1% влаги (по весу) [22].

РЕЗУЛЬТАТЫ ПОДСЧЕТОВ

Для сопоставления результатов подсчетов потерь тепла по принятой в настоящее время и предлагаемой методике ряд материалов испытаний установок, работающих на жидком топливе, обработан по предлагаемому методу, при котором, следовательно, не использовались данные по составу и теплотворной способности топлива.

Подсчет потерь тепла с уходящими газами при сжигании мазута в стационарном паровом котле. При исследовании работы 80-тонного парового котла системы Бабкок и Вилькокс, работающего на мазуте, были получены данные, приведенные в табл. 51. Материал исследования использован для подсчета q_2 по предлагаемой методике. Подсчет $\text{CO}_2_{\text{макс}}$ по составу продуктов горения дал следующие результаты:

1-е испытание

$$\begin{aligned} \text{CO}_2_{\text{макс}} &= \frac{(\text{CO}_2' + \text{CO}' + \text{CH}_4') 100}{100 - 4,76 (\text{O}_2' - 0,4\text{CO}' - 0,2\text{H}_2' - 1,6\text{CH}_4')} = \\ &= \frac{(8,2 + 0,08 + 0,05) 100}{100 - 4,76 (9,89 - 0,03 - 0,08 - 0,08)} = 15,4\% ; \end{aligned}$$

$$\text{CO}_2_{\text{макс}} = \frac{\text{CO}_2' \cdot 100}{100 - 4,76\text{O}_2'} = \frac{6,1 \cdot 100}{100 - 4,76 \cdot 12,3} = 14,7\% ;$$

2-е испытание

$$\text{CO}_2_{\text{макс}} = \frac{\text{CO}_2' \cdot 100}{100 - 4,76\text{O}_2'} = \frac{8,50 \cdot 100}{100 - 4,76 \cdot 9,55} = \frac{8,50 \cdot 100}{100 - 45,5} = \frac{8,50 \cdot 100}{54,5} = 15,6\% ;$$

$$\text{CO}_2_{\text{макс}} = \frac{6,85 \cdot 100}{100 - 4,76 \cdot 11,5} = \frac{685}{100 - 54,8} = \frac{685}{45,2} = 15,2\% ;$$

Данные испытания котла Бабкок и Вилькокс

Величины	Номер испытания					
	1	2	3	4	5	6
q_1	85,8	90,0	92,1	89,9	89,8	86,8 ⁰ / ₀
$Q^{пр*}$	9446	9170	9095	9160	9174	9136
$C^{пр}$	81,4	78,9	78,6	78,8	78,9	78,6 ⁰ / ₀
$H^{пр}$	11,5	11,4	11,2	11,2	11,4	11,3 ⁰ / ₀
$O^{пр}$	1,4	1,0	1,2	1,3	1,0	1,1 ⁰ / ₀
$W^{пр}$	5,7	8,7	9,0	8,6	8,7	9,0 ⁰ / ₀

Состав газов за котлом, %

CO_2'	8,20	8,50	11,55	11,40	12,05	12,60
CO'	0,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,17
CH_4'	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05
H_2'	0,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,40
O_2'	9,89	9,55	5,40	5,55	4,95	3,75

Состав уходящих газов, %

CO_2'	6,10	6,85	9,50	9,45	9,22	10,65
O_2'	12,30	11,50	8,30	8,40	7,78	6,60

Температура, °C

$t_{у.г}$	169°	164°	169°	207°	200°	223°
$t_{возд}$	48°	50°	57°	47°	51°	50°
q_1	85,8	90,0	92,1	89,9	89,8	86,8 ⁰ / ₀
q_2	10,2	9,1	7,1	9,5	9,1	9,5 ⁰ / ₀
q_3	3,2	0,0	0,0	0,0	0,0	2,6 ⁰ / ₀
q_5	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7 ⁰ / ₀
Невязка	100,0	100,0	100,0	100,1	99,6	99,6 ⁰ / ₀
	—	—	—	—0,1	+0,4	+0,4

* $Q^{пр}$, ккал/кг.

3-е испытание

$$CO_{2\text{ макс}} = \frac{11,55 \cdot 100}{100 - 4,76 \cdot 5,40} = \frac{1155}{100 - 25,7} = \frac{1155}{74,3} = 15,5\%;$$

$$CO_{2\text{ макс}} = \frac{9,50 \cdot 100}{100 - 4,76 \cdot 8,30} = \frac{950}{100 - 39,6} = \frac{950}{60,4} = 15,7\%;$$

4-е испытание

$$CO_{2\text{ макс}} = \frac{11,40 \cdot 100}{100 - 4,76 \cdot 5,55} = \frac{1140}{100 - 26,4} = \frac{1140}{73,6} = 15,5\%;$$

$$CO_{2\text{ макс}} = \frac{9,45 \cdot 100}{100 - 4,76 \cdot 8,40} = \frac{945}{100 - 40} = \frac{945}{60} = 15,7\%;$$

5-е испытание

$$CO_{2\text{ макс}} = \frac{12,50 \cdot 100}{100 - 4,76 \cdot 4,95} = \frac{1250}{100 - 23,6} = \frac{1250}{76,4} = 16,4\%;$$

$$CO_{2\text{ макс}} = \frac{9,22 \cdot 100}{100 - 4,76 \cdot 7,78} = \frac{922}{100 - 37,2} = \frac{922}{62,8} = 14,7\%;$$

6-е испытание

$$\begin{aligned} \text{CO}_2 \text{ макс} &= \frac{(\text{CO}_2' + \text{CO}' + \text{CH}_4') 100}{100 - 4,76 (\text{O}_2' - 0,4\text{CO}' - 0,2\text{H}_2' - 1,6\text{CH}_4')} = \\ &= \frac{(12,60 + 0,17 + 0,05) 100}{100 - 4,76 (3,75 - 0,07 - 0,1 - 0,1)} = 15,3\%; \\ \text{CO}_2 \text{ макс} &= \frac{\text{CO}_2' \cdot 100}{100 - 4,76\text{O}_2'} = \frac{10,65 \cdot 100}{100 - 4,76 \cdot 6,60} = 15,5\%. \end{aligned}$$

Среднее значение $\text{CO}_2 \text{ макс}$ 15,5%.

Приводим подсчет q_2 :

1-е испытание

$$\begin{aligned} h &= \frac{\text{CO}_2 \text{ макс}}{\text{CO}_2' + \text{CO}'} = \frac{15,5}{6,10} = 2,54; \\ q_2 &= \frac{169 - 48}{2100} (0,82 + 1,54 \cdot 0,88 \cdot 0,78) 100 = 10,8\%; \end{aligned}$$

2-е испытание

$$\begin{aligned} h &= \frac{15,5}{6,85} = 2,26; \\ q_2 &= \frac{164 - 50}{2100} (0,82 + 1,26 \cdot 0,88 \cdot 0,78) 100 = 9,0\%; \end{aligned}$$

3-е испытание

$$\begin{aligned} h &= \frac{15,5}{9,50} = 1,64; \\ q_2 &= \frac{169 - 57}{2100} (0,82 + 0,64 \cdot 0,88 \cdot 0,78) 100 = 6,7\%; \end{aligned}$$

4-е испытание

$$\begin{aligned} h &= \frac{15,5}{9,45} = 1,64; \\ q_2 &= \frac{207 - 47}{2100} (0,82 + 0,64 \cdot 0,88 \cdot 0,78) 100 = 9,6\%; \end{aligned}$$

5-е испытание

$$\begin{aligned} h &= \frac{15,5}{9,22} = 1,68; \\ q_2 &= \frac{200 - 51}{2100} (0,82 + 0,68 \cdot 0,88 \cdot 0,78) 100 = 9,2\%; \end{aligned}$$

6-е испытание

$$\begin{aligned} h &= \frac{15,5}{10,65} = 1,45; \\ q_2 &= \frac{223 - 50}{2100} (0,825 + 0,45 \cdot 0,88 \cdot 0,78) 100 = 9,4\%. \end{aligned}$$

В табл. 52 приведена сравнительная сводка результатов подсчета q_2 по двум методикам. Проверка показала, что при подсчете по принятой методике результат первого испытания q_2 равен не 10,2, а 10,9%.

Подсчет потерь тепла с уходящими газами при сжигании мазута в судовом котле. В книге А. С. Александрова «Основы теплотехники судовых паросиловых установок» [33] приведены результаты испытания судового котла, работающего на крекинг-мазуте. Состав сжигаемого

мазута: C^p 83,0%; S^p 0,47%; H^p 11,2%; W^p 4,1%. Низшая теплотворная способность сжигаемого мазута 9410 ккал/кг. Состав продуктов горения: RO_2 11,95%, O_2 3,7%, CO 1,62%. Температура уходящих газов 328°. Температура воздуха 39°. Теплоемкость продуктов горения принята равной 0,33 ккал/нм³.

Т а б л и ц а 52

Результаты подсчета физических потерь типа q_2

Номер испытания	Значение q_2 по методике		Номер испытания	Значение q_2 по методике	
	предлагаемой	принятой при испытании		предлагаемой	принятой при испытании
1	10,8	10,9	4	9,6	9,5
2	9,0	9,1	5	9,2	9,1
3	6,7	7,1	6	9,4	9,5

Подсчет потерь тепла с уходящими газами по принятой методике

$$q_2 = \frac{V \cdot C (t_{г.г} - t_b) 100}{Q_u^p} = 13,47\% \quad (82)$$

Приводим подсчет по предлагаемой методике

$$RO_{2 \text{ макс}} = \frac{(RO_2' + CO') 100}{100 - 4,76 (O_2' - 0,4CO')} = \frac{(11,95 + 1,62) 100}{100 - 4,76 (3,7 - 0,7)} = 15,8\%;$$

$$h = \frac{RO_{2 \text{ макс}}}{RO_2' + CO'} = \frac{15,8}{11,95 + 1,62} = 1,16,$$

$$q_2 = \frac{328 - 39}{2140} (0,84 + 0,16 \cdot 0,88 \cdot 0,79) 100 = 12,9\%, \quad (83)$$

$$q_2' = \frac{0,5 \cdot 290}{200} = 0,72,$$

$$\Sigma q_2 = q_2 + q_2' = 12,9 + 0,7 = 13,6\%^1.$$

Подсчет потерь тепла с уходящими газами при испытании паровых котлов на нефтяном топливе. В материалах по испытанию паровых котлов на нефтяном топливе, опубликованных Эквивалентной комиссией Нефтесиндиката, приведены результаты подсчетов потерь тепла с уходящими газами на основе определения элементарного состава мазута и его теплотворной способности, состава и температуры уходящих газов [34].

В табл. 53 приведены данные испытаний на заводе «Красный треугольник» в Ленинграде.

Для сопоставления приводим результаты подсчетов потерь тепла с уходящими газами по предлагаемой методике, без использования данных по элементарному составу и теплотворной способности сжигаемого мазута.

Определяем среднее значение $RO_{2 \text{ макс}}$ мазута по составу продуктов неполного горения по формуле (43)

$$RO_{2 \text{ макс}} = \frac{(RO_2' + CO') 100}{100 - 4,76 (O_2' - 0,4CO')}.$$

¹ Следовало бы подсчитать q_2' , вычитая из температуры уходящих газов температуру пара, однако для того чтобы сопоставить с данными расчета А. С. Александрова, q_2' подсчитано без учета температуры пара, так как ее не учитывал в своем расчете А. С. Александров.

Данные по составу мазута и уходящих газов

Состав мазута, %						Низшая теплотворная способность $Q_{н}^D$, ккал/кг	Температура уходящих газов $t_{гх}$, °C	Температура воздуха $t_{возд}$, °C	Состав уходящих газов, %			Потери тепла с уходящими газами q_2 , %
WP	AP	SP	CP	HP	OP + NP				RO ₂ '	O ₂ '	CO'	
0,00	0,05	0,2	85,35	12,67	1,72	10 192	219	19	10,08	6,89	0,48	10,6
0,00	0,05	0,2	85,35	12,68	1,72	10 192	239	20	9,33	7,88	0,51	12,3
0,06	0,05	0,2	85,30	12,67	1,72	10 185	282	20	9,54	7,56	0,55	14,3
0,19	0,06	0,2	85,14	12,94	1,47	10 062	370	22	10,39	5,69	1,21	17,4
0,35	0,06	0,2	85,41	12,74	1,24	10 070	182	28	8,22	9,30	0,58	9,5
0,91	0,06	0,2	84,93	12,67	1,23	10 000	217	30	7,85	10,03	0,35	12,5
0,28	0,06	0,2	85,47	12,75	1,24	10 068	280	31	8,55	8,81	0,63	14,9

Примечание. Сорт мазута: А.

1-е испытание

$$RO_{2 \text{ макс}} = \frac{(10,09 + 0,48) 100}{100 - 4,76(6,89 - 0,2)} = 15,5\%;$$

2-е испытание

$$RO_{2 \text{ макс}} = \frac{(9,33 + 0,51) 100}{100 - 4,76(7,88 - 0,2)} = 15,4\%;$$

6-е испытание

$$RO_{2 \text{ макс}} = \frac{(7,85 + 0,35) 100}{100 - 4,76(10,03 - 0,15)} = 15,7\%;$$

7-е испытание

$$RO_{2 \text{ макс}} = \frac{(8,55 + 0,63) 100}{100 - 4,76(8,8 - 0,3)} = 15,5\%.$$

Среднее значение $RO_{2 \text{ макс}}$ для сжигаемого мазута марки А равно 15,5%.

Определяем отношение объема сухих продуктов горения к теоретическому объему h .

Значения величины h , определенной по формуле

$$h = \frac{RO_{2 \text{ макс}}}{RO_2' + CO'},$$

равны:

Номер испытания h	Номер испытания h
1 1,46	5 1,77
2 1,58	6 1,89
3 1,53	7 1,69
4 1,33	

Вычисляем потери тепла с уходящими газами q_2 . Потери тепла с уходящими газами подсчитаны по формуле (74) (стр. 112)

$$q_2 = \frac{t_{г.г} - t_{в}}{t_{\text{макс}}} [C' + (h - 1) B \cdot K] 100.$$

Поскольку в материалах испытаний, опубликованных в 1930 г., нет указаний об учете содержания влаги в воздухе, значение $t_{\text{макс}}$ в фор-

мале для подсчета потерь тепла с уходящими газами принимается также без учета содержания влаги в воздухе.

$t_{\text{мако}}$ для мазута равно 2130° (см. стр. 367); B равно 0,88 (см. табл. 102, гл. XII. Значения C^1 и K — по табл. 199, гл. XXVIII, стр. 385).

В табл. 54 приведены результаты подсчетов потерь тепла с уходящими газами q_2 по сопоставляемым методикам расчета.

Т а б л и ц а 54

Результаты подсчета физических потерь тепла

Номер испытания	Значение q_2 по методике, %		Номер испытания	Значение q_2 по методике, %	
	предлагаемой	принятой при испытании		предлагаемой	принятой при испытании
1	10,6	10,6	5	9,7	9,5
2	12,6	12,3	6	12,7	12,5
3	14,5	14,3	7	15,0	14,9
4	17,4	17,4			

Подсчет потерь тепла с уходящими газами при сжигании мазута в конвейерной печи. В 1951 г. Ленинградским отделением проектно-пускового управления Союзтепlostроя были проведены балансовые испытания работающей на мазуте конвейерной печи для нагрева листов под штамповку.

Отчет с материалами испытаний, проведенными по принятой методике, включающей замер расхода мазута, отбор средней пробы мазута, произ-

Т а б л и ц а 55

Результаты испытания конвейерной печи

Величины	Номер испытания						
	1	2	3	4	5	6	7
Производительность печи, кг/час . . .	2237	3660	3290	1085	2132	2700	1925
Расход мазута, кг/час	231	245	238	199	226	222	198
Низшая теплотворная способность мазута, ккал/кг	8730	8730	8730	8730	8646	8646	8646
Состав мазута, %:							
С ^р	79,33	79,33	79,33	79,33	79,00	79,00	79,00
Н ^р	9,52	9,52	9,52	9,52	9,28	9,28	9,28
О ^р	0,17	0,17	0,17	0,17	0,20	0,20	0,20
С ^р	1,00	1,00	1,00	1,00	1,16	1,16	1,16
А ^р	0,20	0,20	0,20	0,20	0,24	0,24	0,24
W ^р	9,78	9,78	9,78	9,78	10,12	10,12	10,12
Температура мазута перед форсункой, °C	45	69	46	48	65	57	78
Расход воздуха, нм ³ /час	3530	3580	3230	2700	3770	3200	3260
Температура воздуха перед форсункой, °C	22	20	23	23	22	20	20
Температура воздуха в цехе, °C	12	11	11	12	10	7	11
Объем уходящих газов, нм ³ /час	3730	3860	3420	2860	4010	3260	3280
Температура уходящих газов, °C	684	689	700	670	657	626	614
Средний анализ уходящих газов, %:							
RO ₂	9,35	9,7	10,6	10,5	8,5	10,3	9,0
CO	0,6	0,6	0,7	0,7	0,6	0,8	0,7
O ₂	8,4	7,9	6,7	6,8	9,7	7,0	9,0

водство его анализа и т. д., был передан автору для проверки результатов подсчета потерь тепла с уходящими газами и вследствие химической неполноты горения по упрощенной методике.

Сводка материалов испытаний приведена в табл. 55, а сводка тепловых балансов — в табл. 56.

Т а б л и ц а 56

Сводная таблица тепловых балансов (в %)

Статья баланса	Номер испытания						
	1	2	3	4	5	6	7
Приход тепла							
Теплотворная способность мазута . .	98,90	98,55	98,6	99,0	98,8	98,4	98,50
Физическое тепло, мазута	0,23	0,34	0,2	0,2	0,3	0,3	0,35
Физическое тепло воздуха	0,47	0,46	0,6	0,5	0,4	0,7	0,65
Тепло окисления металла	0,40	0,65	0,6	0,2	0,5	0,6	0,50
Расход тепла							
Нагрев металла	17,00	27,65	24,70	9,63	16,85	21,75	17,30
Нагрев воды, охлаждающей конструк- ции печи	5,24	5,21	5,15	6,20	5,52	5,63	6,28
Потери тепла с уходящими газами . .	42,55	49,48	40,14	38,40	47,50	37,00	41,20
Потери тепла вследствие химической неполноты горения	0,01	0,01	0,01	0,02	0,01	0,02	0,02
Потери тепла в окружающую среду	35,20	17,65	30,00	45,75	30,12	35,60	35,20

Подсчет потерь тепла с уходящими газами производился по формуле

$$Q_2 = (V_{c.г} \cdot C_{c.г} + V_{H_2O} \cdot C_{H_2O}) \cdot (t_{y.г} - t_b).$$

Ниже приводим подсчет потерь тепла с уходящими газами по упрощенной методике.

Определяем значение $RO_{2 \text{ макс}}$ для сжигаемого мазута по составу продуктов горения по формуле (43):

$$RO_{2 \text{ макс}} = \frac{(RO_2 + CO) 100}{100 - 4,76 (O_2 - 0,4 \cdot CO)}.$$

1-е испытание

$$RO_{2 \text{ макс}} = \frac{(9,35 + 0,6) 100}{100 - 4,76 (8,4 - 0,4 \cdot 0,6)} = 16,3\%;$$

2-е испытание

$$RO_{2 \text{ макс}} = \frac{(9,7 + 0,6) 100}{100 - 4,76 (7,9 - 0,4 \cdot 0,6)} = 16,1\%;$$

3-е испытание

$$RO_{2 \text{ макс}} = \frac{(10,6 + 0,7) 100}{100 - 4,76 (6,7 - 0,4 \cdot 0,7)} = 16,2\%;$$

4-е испытание

$$RO_{2 \text{ макс}} = \frac{(10,5 + 0,7) 100}{100 - 4,76 (6,8 - 0,4 \cdot 0,7)} = 16,2\%;$$

5-е испытание

$$RO_{2 \text{ макс}} = \frac{(8,5 + 0,6) 100}{100 - 4,76 (9,7 - 0,4 \cdot 0,6)} = 16,3\%;$$

6-е испытание

$$RO_{2 \text{ макс}} = \frac{(10,3 + 0,8) 10}{100 - 4,76 (7,0 - 0,4 \cdot 0,8)} = 16,2\%;$$

7-е испытание

$$RO_{2 \text{ макс}} = \frac{(9,0 + 0,7) \cdot 100}{100 - 4,76 (9,0 - 0,4 \cdot 0,7)} = 16,5\%.$$

Среднее значение $RO_{2 \text{ макс}}$ равно 16,3%.

Определяем потери тепла с уходящими газами по формуле

$$q_2 = \frac{t_{y-r} - t_n}{t'_{\text{макс}}} [C' + (h - 1) B \cdot K] 100.$$

Значение $t'_{\text{макс}}$ для мазута с влажностью около 10% равно 2070° и значение величины $B = 0,88$ (см. табл. 102). Значения C' и K приведены в табл. 199 (гл. XXVIII).

1-е испытание

$$h = \frac{RO_{2 \text{ макс}}}{RO_2 + CO} = \frac{16,3}{9,35 + 0,6} = 1,64;$$

$$q_2 = \frac{684 - 12}{2070} (0,89 + 0,64 \cdot 0,88 \cdot 0,83) 100 = 44,0\%;$$

2-е испытание

$$h = \frac{16,3}{9,7 + 0,6} = 1,58;$$

$$q_2 = \frac{689 - 11}{2070} (0,89 + 0,58 \cdot 0,88 \cdot 0,83) 100 = 43,0\%;$$

3-е испытание

$$h = \frac{16,3}{10,6 + 0,7} = 1,44;$$

$$q_2 = \frac{700 - 11}{2070} (0,89 + 0,44 \cdot 0,88 \cdot 0,83) 100 = 40,3\%;$$

4-е испытание

$$h = \frac{16,3}{10,5 + 0,7} = 1,46;$$

$$q_2 = \frac{670 - 12}{2070} (0,89 + 0,46 \cdot 0,88 \cdot 0,83) 100 = 39,0\%;$$

5-е испытание

$$h = \frac{16,3}{8,5 + 0,6} = 1,79;$$

$$q_2 = \frac{687 - 10}{2070} (0,89 + 0,79 \cdot 0,88 \cdot 0,83) 100 = 46,0\%;$$

6-е испытание

$$h = \frac{16,3}{10,3 + 0,8} = 1,47;$$

$$q_2 = \frac{626 - 9}{2070} (0,88 + 0,47 \cdot 0,88 \cdot 0,82) 100 = 36,5\%;$$

7-е испытание

$$h = \frac{16,3}{9,0 + 0,7} = 1,68;$$

$$q_2 = \frac{614 - 11}{2070} (0,88 + 0,68 \cdot 0,88 \cdot 0,82) 100 = 40,0\%.$$

Результаты подсчетов потерь тепла с уходящими газами по материалам испытаний и по упрощенной методике приведены в табл. 60.

Сопоставляя результаты, полученные по двум методам подсчета (последняя и предпоследняя графы табл. 57), отмечаем большое расхождение в значении q_2 во втором испытании.

Таблица 57

Результаты подсчета физических потерь тепла

Номер испытания	Отношение теплотворной способности мазута к при- ходу тепла, %	Значение q_2 по методике, принятой при испытаниях		Значение q_2 по предлагаемой ме- тодике (к тепло- творной способ- ности мазута)
		к суммарному приходу тепла	к теплотворной способности мазута	
1	98,9	42,55	43,0	44,0
2	98,6	49,48	50,2	43,0
3	98,6	40,14	40,6	40,3
4	99,0	38,40	38,7	39,0
5	98,8	47,50	48,1	46,0
6	98,4	37,00	37,8	36,5
7	98,5	41,20	42,1	40,0

Значение q_2 , подсчитанное по упрощенной методике, равно 43,0%, а по принятой при обработке материалов испытания — 50,2%.

Нетрудно убедиться в том, что значение q_2 , равное 50,2%, не сопоставимо с результатами других испытаний. Так, из проводимых ниже данных по испытаниям № 1 и 2 видно, что при практически равной температуре уходящих газов и равном содержании СО в продуктах горения содержание RO_2 в уходящих газах несколько выше при испытании № 2. В соответствии с этим объем уходящих газов, получаемый при сжигании 1 кг мазута, во втором испытании меньше, чем в первом, а следовательно, и значение q_2 во втором испытании должно быть ниже, чем в первом:

Номер испытания	$t_{y.r}, ^\circ C$	$RO_2, \%$	$CO, \%$	$q_2, \%$
1	684	9,35	0,6	43,0
2	689	9,7	0,6	50,2

Приводим данные испытаний № 2 и 3.

Номер испытания	$t_{y.r}, ^\circ C$	$RO_2, \%$	$CO, \%$	$ERO_2 + CO, \%$	$q_2, \%$
2	689	9,7	0,6	10,3	X
3	700	10,6	0,7	11,3	40,6

При сопоставлении этих данных можно установить, что если верно значение q_2 в испытании № 3, равное 40,6%, то значение q_2 при испытании № 2, проведенном на том же топливе, должно составлять около 43,6%; как это видно из следующего подсчета.

$$q_2^{II} = q_2^{III} \frac{\sum^{III} RO_2' + CO'}{\sum^{III} RO_2 + CO} \cdot \frac{t_{y.r}^{II}}{t_{y.r}^{III}} = 40,6 \frac{10,6}{9,7} \cdot \frac{689}{700} = 43,6\%$$

(потери тепла с уходящими газами прямо пропорциональны температуре уходящих газов и обратно пропорциональны концентрации углеродсодержащих компонентов).

Приводим поверочный подсчет q_2 для испытания № 2 по формулам, применявшимся при обработке материалов испытания.

Объем сухих дымовых газов

$$V_{c.r} = \frac{Cp + 0,375 Sp}{0,54(RO_2 + CO)} = \frac{79,33 + 0,375 \cdot 1,0}{0,54(9,7 + 0,6)} = 14,3 \text{ нм}^3/\text{кг}.$$

Объем водяного пара

$$V_{H_2O} = \frac{Wp + 9Hp}{80,4} + 0,016 \cdot V_p = \frac{9,78 + 9 \cdot 9,52}{80,4} + 0,016 \cdot 15 \approx 1,4 \text{ нм}^3/\text{кг}.$$

Средняя теплоемкость сухих продуктов горения от 0 до 700°

$$C_{cp} = \frac{C_{CO_2} \cdot RO'_2 + C_{N_2} (100 - RO'_2)}{100} = \\ = \frac{0,4988 \cdot 9,7 + 0,323 \cdot 90,3}{100} = 0,340 \text{ ккал/нм}^3 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Средняя теплоемкость водяного пара от 0 до 700° = 0,392. Отсюда потери тепла с уходящими газами

$$q_2 = \frac{(V_{c.r} \cdot C_{c.r} + V_{H_2O} \cdot C_{H_2O}) \cdot (t_{y.r} - t_b) 100}{Q_H^p} = \\ = \frac{(14,3 \cdot 0,340 + 1,4 \cdot 0,392) (689 - 11) 100}{8730} = 42,0\%.$$

Следовательно, истинное значение потерь тепла с уходящими газами по отношению к теплотворной способности топлива при подсчете потерь тепла с уходящими газами по принятой методике равно не 50,2%, а 42,0%.

При внесении необходимого исправления в данные табл. 60 расхождение между результатами подсчета по принятой при испытании и по упрощенной методике равно 1%.

Рассматриваемый подсчет показывает, что путем применения упрощенной методики можно легко установить наличие погрешностей в подсчетах потерь тепла с уходящими газами, производимыми по более трудоемкой методике.

Следует отметить, что проверка по упрощенной методике потерь тепла вследствие химической неполноты горения также позволила установить неправильность подсчета q_3 (см. гл. VI).

Подсчет потерь тепла с уходящими газами при сжигании мазута в нефтеперегонной батарее. В курсе технологии нефти проф. А. Ф. Добрянского приведен следующий материал испытания нефтеперегонной батареи [35]:

Состав продуктов горения: CO_2 10,45%, O_2 6,89%; N_2 82,66%.

Температура продуктов горения 400°. Температура воздуха 30°. Температура пара 250°.

Подсчитываем значение $CO_{2 \text{ макс}}$:

$$CO_{2 \text{ макс}} = \frac{CO_2 \cdot 100}{100 - 4,76 \cdot O_2} = \frac{10,45 \cdot 100}{100 - 4,76 \cdot 6,89} = 15,6\%.$$

Подсчитываем увеличение объема продуктов горения по сравнению с теоретическим

$$h = \frac{CO_{2 \text{ макс}}}{CO_2 + CO + CH_4} = \frac{15,6}{10,45} = 1,49.$$

Вычисляем физические потери тепла с уходящими газами:

$$q_2 = \frac{400 - 30}{2140} [0,86 + 0,49 \cdot 0,88 \cdot 0,80] 100 = 20,8\%.$$

Определяем унос тепла с паром, вдуваемым в форсунку системы В. Г. Шухова.

Расход пара на форсунку принят 0,4 кг на 1 кг мазута:

$$q'_2 = \frac{D \cdot t}{200} = \frac{0,4 (400 - 250)}{200} = 0,3\%.$$

Вычисляем суммарную потерю тепла с уходящими газами:

$$\Sigma q_2 = q_2 + q'_2 = 20,8 + 0,3 = 21,1\%.$$

Подсчет, приведенный в книге, дает следующее значение потерь тепла с уходящими газами:

1) суммарное теплосодержание уходящих газов при 400°, подсчитанное с учетом элементарного состава сжигаемого нефтяного топлива (86,5% С, 12,5% Н, 1,0% О) и физического тепла пара, вдуваемого в форсунку, но без учета содержания влаги в воздухе, равно 2260 ккал на 1 кг топлива [35] (стр. 155);

2) физическое тепло вдуваемого в топку воздуха и водяного пара равно 125 + 48 = 173 ккал на 1 кг сжигаемого топлива [35] (стр. 151);

3) физическое тепло уходящих газов за вычетом внесенного в топку тепла в расчете на 1 кг сжигаемого топлива: 2260 - 173 = 2087 ккал;

4) низшая теплотворная способность нефтяного топлива 10 000 ккал/кг.

$$q_2 = \frac{2087 \cdot 100}{10\,000} = 20,87\%.$$

Подсчет использования тепла уходящих газов двигателя внутреннего сгорания. Уходящие газы от двигателя внутреннего сгорания, работающего на жидком топливе, отводятся в котел-утилизатор. В уходящих газах содержится: CO_2 6,5%, СО 0,4%.

Температура уходящих газов до котла 400° и после котла 200°.

Потери тепла в окружающую среду составляют 5% от располагаемого тепла уходящих газов, направляемых в котел.

Подсчитать, сколько процентов от теплосодержания сжигаемого в двигателе топлива используется для производства пара в котле, работающем на уходящих газах.

Данные для расчета:

жаропроизводительность моторного топлива принимаем равной 2100° (табл. 95, гл. XI);

$\text{CO}_2_{\text{макс}}$ моторного топлива 15,6%.

B — отношение объемов сухих и влажных продуктов горения при сжигании моторного топлива в теоретических условиях — 0,86;

C' — при температуре 400° — 0,86, при 200° — 0,83;

K — при температуре 400° — 0,80, при 200° — 0,78 (табл. 199, гл. XXVIII).

Определяем степень разбавления сухих выхлопных газов избыточным воздухом

$$h = \frac{\text{CO}_2_{\text{макс}}}{\text{CO}_2 + \text{CO}'} = \frac{15,6}{6,5 + 0,4} = 2,26.$$

Подсчитываем располагаемое тепло продуктов горения, поступающих в котел-утилизатор, в процентах по отношению к теплосодержанию сжигаемого в двигателе топлива:

$$\begin{aligned} q_2 &= \frac{t_{y.r}}{t_{\text{макс}}} [C' + (h - 1) B \cdot K] 100 = \\ &= \frac{400}{2100} [0,86 + (1,26 \cdot 0,86 \cdot 0,80)] 100 = 32,8\%. \end{aligned}$$

Подсчитываем располагаемое тепло продуктов горения, покидающих котел-утилизатор:

$$q'_2 = \frac{200}{2400} [0,83 + (1,26 \cdot 0,86 \cdot 0,78)] 100 = 15,9\%.$$

Определяем потери тепла в окружающую среду котлом-утилизатором

$$q_5 = 0,05 \cdot q_2 = 0,05 \cdot 32,8 = 1,6\%.$$

Вычисляем, сколько процентов от теплосодержания сжигаемого в двигателе топлива используется для производства пара в котле-утилизаторе:

$$q_{\text{котла-утилизатора}} = q_2 - (q'_2 + q_5) = 32,8 - (15,9 + 1,6) = 15,3\%.$$

Подсчет потерь тепла с уходящими газами при сжигании дизельного топлива в двухтактном бескомпрессорном дизеле. В книге Н. В. Петровского «Теплотехнические испытания судовых двигателей внутреннего сгорания», изданной в 1956 г. [36], приводится следующий подсчет потерь тепла с уходящими газами двухтактного бескомпрессорного двигателя, работающего на дизельном топливе.

1. Определяется состав продуктов горения (CO_2 — 5,02%; O_2 — 14,20%; N_2 — 80,78%), фиксируются температура уходящих газов (222°) и температура воздуха (22°).

По опытным данным принимается следующий состав дизельного топлива: С — 86,2%; Н — 12,8%; О — 1,0%.

2. Подсчитывается теоретическое количество воздуха, необходимое для полного сгорания 1 кг топлива по формуле

$$V_0 = \frac{V_{\text{мол}}}{0,21} \left(\frac{\text{C}}{12} + \frac{\text{H}}{4} - \frac{\text{O}}{32} \right) = \frac{24,4}{0,21} \left(\frac{0,862}{12} + \frac{0,128}{4} - \frac{0,01}{32} \right) =$$

$$= 12,1 \frac{\text{м}^3 (15^\circ/1 \text{ ата})}{\text{кг}},$$

где

С, Н, О — соответственно весовое содержание углерода, водорода и кислорода в топливе;

$V_{\text{мол}}$ — объем моля воздуха при температуре 15° и давлении 1 ата, равный $24,4 \text{ м}^3 (15^\circ/1 \text{ ата})$.

Определяется коэффициент избытка воздуха α по составу продуктов горения по формуле

$$\alpha = \frac{\text{N}_2}{\text{N}_2 - \frac{79}{21} \text{O}_2} = \frac{80,68}{80,68 - \frac{79}{27} \cdot 14,4} = 2,95.$$

Подсчитывается общее количество воздуха V , которое израсходовано на 1 кг топлива с учетом коэффициента избытка воздуха α :

$$V = \alpha V_0 = 2,95 \cdot 12,1 = 35,7 \text{ м}^3/\text{кг} (15^\circ/1 \text{ ата}).$$

3. Подсчитывается объем компонентов продуктов горения, м^3 , при 15° и 1 ата:

$$V_{\text{CO}_2} = 24,4 \frac{\text{C}}{12} = 24,4 \frac{0,862}{12} = 1,75 \text{ м}^3/\text{кг};$$

$$V_{\text{O}_2} = 0,21 (\alpha - 1) V_0 = 0,21 \cdot 1,95 \cdot 12,1 = 4,95 \text{ м}^3/\text{кг};$$

$$V_{\text{N}_2} = 0,79 \cdot \alpha \cdot V_0 = 0,79 \cdot 2,96 \cdot 12,1 = 28,2 \text{ м}^3/\text{кг};$$

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = 24,4 \frac{\text{H}}{2} = 24,4 \frac{0,128}{2} = 1,56 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Объем сухих продуктов горения

$$V_{c.r} = V_{CO_2} + V_{O_2} + V_{N_2} = 1,75 + 4,95 + 28,2 = 34,90 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Состав сухих продуктов горения:

$$CO_2' = 100 \frac{CO_2}{V_{c.r}} = 100 \frac{1,75}{34,90} = 5,02\%;$$

$$O_2' = 100 \frac{O_2}{V_{c.r}} = 100 \frac{4,95}{34,90} = 14,20\%;$$

$$N_2' = 100 \cdot \frac{N_2}{V_{c.r}} = 100 \frac{28,2}{34,90} = 80,78\%.$$

4. Приводится контрольный расчет состава продуктов горения с применением характеристики топлива β по формуле

$$CO_2 + O_2 = 21 - \beta CO_2.$$

Величина β подсчитывается по элементарному составу топлива по формуле

$$\beta = \frac{2,37 \left(H - \frac{0}{8} \right)}{C} = \frac{2,37 \left(12,8 - \frac{1}{8} \right)}{86,2} = 0,32.$$

На основании контрольного расчета делается вывод о правильности газового анализа.

5. Подсчитывается средневзвешенная теплоемкость 1 м³ продуктов горения при 15° и 1 атм по формуле

$$C = C_{CO_2} \cdot V_{CO_2} + C_{N_2} (V_{O_2} + V_{N_2}) + C_{H_2O} \cdot V_{H_2O} = 0,292 \text{ ккал/м}^3 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Определяется теплосодержание выхлопных газов, получаемых при сжигании 1 кг дизельного топлива за вычетом теплосодержания воздуха

$$Q_r = C_r \cdot V_r \cdot t_r - C_v \cdot V_v \cdot t_v = 0,292 \cdot 36,46 \cdot 222 - 0,285 \cdot 35,7 \cdot 22 = \\ = 2116 \text{ ккал/кг}.$$

Вычисляется потеря тепла с выхлопными газами, % от теплотворной способности сжигаемого топлива ($Q_H = 10\,150 \text{ ккал/кг}$):

$$q_2 = 100 \frac{Q_r}{Q_H} = 16,3\%.$$

Приводим подсчет потерь тепла по упрощенной методике.

Жаропроизводительность дизельного топлива $\sim 2100^\circ$. $CO_{2\text{ макс}} - 15,4\%$, $B = 0,86$ (табл. 96, гл. XI, стр. 207), C' (от 0 до 200°) $= 0,83$, $K = 0,78$ (табл. 199, стр. 385).

Отсюда

$$h = \frac{CO_{2\text{ макс}}}{CO_2'} = \frac{15,4}{5,02} = 3,1$$

и

$$q_2 = \frac{222 - 22}{2100} (0,83 + 2,1 \cdot 0,78 \cdot 0,86) 100 = 21,3\%.$$

Таким образом, имеется большое расхождение в подсчете по двум методам. Выясняя причину указанного расхождения, находим в книге Н. В. Петровского описку.

При заключительном подсчете потерь тепла с уходящими газами по формуле

$$q_2 = 100 \frac{Q_r}{Q_H}$$

вместо подсчитанной величины Q_r , равной 2116 ккал/кг, поставлено 1656 ккал/кг.

Подставляя в указанную формулу, подсчитанную Н. В. Петровским, величину $Q_r = 2116$ ккал/кг, получаем следующее значение потерь тепла с уходящими газами:

$$q_2 = 100 \frac{2116}{10150} = 20,8\%.$$

Таким образом, при исправлении описки результаты подсчетов по изложенному в книге методу и по упрощенной методике отличаются на 0,5% по отношению к теплотворной способности топлива или на (21,3—20,8): 20,8=2,5% по отношению к потерям тепла с уходящими газами.

Следует отметить, что при подсчете теплоемкости продуктов горения допущена также описка, так как средневзвешенная теплоемкость продуктов горения подсчитывалась не от 0° до температуры уходящих газов, равной 222°, а от 0 до 15°.

Действительная теплоемкость продуктов горения превышает подсчитанную на 1%, следовательно; на 1% возрастают и потери тепла с уходящими газами. Кроме того, при подсчете, приведенном в цитируемой книге, не учитывалось содержание влаги в воздухе. Подсчет по упрощенной методике производился, как это принято в теплотехнических расчетах, с учетом содержания в воздухе 1 вес.% или 1,6 объемн.% влаги, что увеличивает потери тепла с уходящими газами примерно на 1,5%. Подсчеты потерь тепла при сжигании жидкого топлива совместно с твердым или газообразным с применением вспомогательных таблиц рассмотрены в гл. XVI (стр. 249).

ПОДСЧЕТЫ ПОТЕРЬ ТЕПЛА С УХОДЯЩИМИ ГАЗАМИ ПРИ СЖИГАНИИ ТВЕРДОГО ТОПЛИВА

МЕТОДИКА ПОДСЧЕТОВ

Подсчеты потерь тепла с уходящими газами при работе на твердом топливе с высокой влажностью должны вестись с учетом содержания в топливе влаги. В соответствии с этим значения $t_{\text{макс}}$ и B в формуле для подсчета q_2 для твердого топлива с высокой влажностью (дрова, торф, бурные угли) должны быть даны с учетом влажности топлива. Для твердого топлива со сравнительно незначительной влажностью (антрацит и каменные угли) значения $t_{\text{макс}}$ и B , подсчитанные для топлива со средней влажностью (например $W^p=6\%$, для антрацита), пригодны для подсчета q_2 без внесения поправки на влажность топлива (см. примерные подсчеты, стр. 140).

Итак, при подсчете q_2 по предлагаемому методу для бурых углей, торфа и дров следует определять влагу в топливе; при подсчете q_2 для антрацита и каменных углей это определение не обязательно.

Следует отметить, что влияние влаги на точность подсчета $t_{\text{макс}}$ и B в предлагаемых формулах значительно меньше, чем при подсчете $Q_{\text{н}}^p$, необходимой для определения q_2 по принятой методике расчета, поэтому требования к точности определения влаги в топливе и в частности к точности отбора средней пробы топлива могут быть значительно снижены.

При подсчете q_2 при сжигании твердого топлива следует считаться с тем, что часть сжигаемого топлива не сгорает в топке (провал, унос). Поэтому объем продуктов горения, уносящих тепло, должен быть скорректирован с учетом этого обстоятельства. С достаточной точностью эти коррективы могут быть внесены путем введения в формулу для подсчета q_2 при работе на твердом топливе множителя $(100-q_4)$ вместо множителя 100. Здесь q_4 означает потери тепла вследствие механической неполноты горения¹.

Значения потерь тепла вследствие механической неполноты горения q_4 при нормальных избытках воздуха и тепловых напряжениях по данным проф. М. М. Щеголева [37] приведены в табл. 58.

Данные о нормальных избытках воздуха и тепловых напряжениях зеркала горения и объема топочного пространства приведены в табл. 59.

Ниже приведены данные по потерям тепла (в %) вследствие механической неполноты горения q_4 по нормам теплового расчета котельных агрегатов ВТИ и ЦКТИ [22]:

¹ Указанный корректив может быть применен также для уточнения потерь тепла вследствие химической неполноты горения твердого топлива.

Значения потерь тепла вследствие механической неполноты горения q_4

Система топок	Древесина: дрова, щепы (механические топки), опил- ки (камерные топки)			Торф: кус- ковой, фре- зерный (шахтнормель- ничная топка)			Бурые угли					
							рядовые $W^p \approx 20\%$, $A^c = 15 + 35\%$			рядовые подмо- сковные $W^p \approx 32\%$, $A^c = 28 + 40\%$		
	потери, %											
	с провалом	со шлаком	с уносом	с провалом	со шлаком	с уносом	с провалом	со шлаком	с уносом	с провалом	со шлаком	с уносом
Ручные колосниковые решетки:	0,5		1,0	2,0	3,0	0,5						
при отсутствии зо- лового этажа	—	—	—	—	—	—	0,3	4,6	2,0	0,3	5,0	1,2
при наличии золо- вого этажа	—	—	—	—	—	—	0,3	4,6	3,0	0,3	5,0	2,0
Механические топки	0,1	—	0,1	0,1	0,1	0,7	0,5	5,0	1,5	0,5	6,0	1,5
Камерные топки . . .		0,1*			1,0			0,7			1,3	
Шахтные топки:												
с вертикальным зеркалом горения	0,5	—	1,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—
фартучная топка	1,0	—	1,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—
с наклонным зер- калом горения . .	0,5	—	1,0	0,5	2,0	1,0	—	—	—	—	—	—
То же, при сжигании древесных опилок . .	0,5	—	1,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Таблица 58 (окончание)

Система топок	Каменные угли									Антрациты					
	сухие длинно- пламенные			спекающиеся			тощие			сортирован- ные			АРШ		
	потери, %														
	с провалом	со шлаком	с уносом	с провалом	со шлаком	с уносом	с провалом	со шлаком	с уносом	с провалом	со шлаком	с уносом	с провалом	со шлаком	с уносом
Ручные колос- никовые ре- шетки . . .	0,3	2,7	3,0	0,3	1,6	1,5	0,3	1,6	4,0	0,3	3,0	3,0	0,3	4,7	4,0
Механические топки . . .	0,5	2,5	2,0	0,5	3,5	1,0	0,5	2,0	4,0	0,3	4,0	1,7	0,3	3,7	4,0
Камерные топ- ки		1,5			2,0			3,5			5,0			5,0	

Значение коэффициента избытка воздуха (α_T) и тепловых напряжений зеркала горения * и точечного пространства ** при нормальных условиях работы топки

Система топок	Дровяная: про- ва, щепы (меха- нические топки), опилки (камер- ные топки)	Торф: кусковой, фрезерный (шахтно-мель- ничные топки)		Бурые угли		Каменные угли		Антрациты	
		рядовые, $W^P \sim 20\%$ $A^C = 15 \div 35\%$		рядовые (типа подмосковных) $W^P \sim 32\%$ $A^C = 28 \div 40\%$		сухие длиннопламен- ные и сгорающие		несгорающие и тощие	
		α_T	$\frac{Q}{R} \cdot \frac{V}{V}$	α_T	$\frac{Q}{R} \cdot \frac{V}{V}$	α_T	$\frac{Q}{R} \cdot \frac{V}{V}$	α_T	$\frac{Q}{R} \cdot \frac{V}{V}$
Ручные колосниковые решетки ***	1,4 1000 ****300	1,5	1000 300	—	—	1,4	900 250	1,4	700 250
при отсутствии золо- вого этажа	—	—	—	1,50	700 250	—	—	—	—
при наличии золо- вого этажа	—	—	—	1,40	800 250	—	—	—	—
Механические топки	1,25 1200 250	1,3	2000 300	1,25	900 250	1,3	800 250	1,3	1100 250
Камерные топки	1,2 — 200	1,25 — 160	1,25 — 160	1,25 — 160	1,25 — 160	1,2	— 160	1,2	— 180
Шахтные топки:									
с вертикальным зер- калом горения	1,3 3000 300	—	—	—	—	—	—	—	—
фарфурная топка	2,0 3000 400	—	—	—	—	—	—	—	—
с наклонным зеркалом горения	1,3 1200 300	1,3	1000 300	—	—	—	—	—	—
то же, для древесных опилок	1,3 600 250	—	—	—	—	—	—	—	—

Примечание. Тепловые напряжения всюду приведены «видимые» без учета их понижения вследствие химической и механической неполноты горения.

* $\frac{\sim Q}{R} = \frac{\sim Q^P \cdot B}{R}$, тыс. ккал/м²·час. ** $\frac{\sim Q}{V} = \frac{\sim Q^P \cdot B}{V}$, тыс. ккал/м²·час. *** При вертикальном отводе газов. Если решетка располагается внутри жаровой трубы, то $\frac{Q^P \cdot V}{R}$ надо понизить на 15—20%. Сумма q_а (табл. 58) остается без изменений. При сжигании углей на решетке без дутья $\frac{\sim Q^P \cdot B}{R}$ колеблется от 100—150 (подмосковный уголь) до 400 (крупнокусковой антрацит), тыс. ккал/м²·час. **** При W^P до 35—40%.

Пылеугольные топки	
Антрацитовый штыб ¹	4—7
Полуантрацит	3—7
Каменный уголь	2—5
Отходы углеобогащения	2—4
Бурый уголь	0,5—1

Шахтно-мельничные топки	
Каменный уголь	4—6
Бурый уголь	1—2
Сланцы эстонские и гдовские	1—1,5
Сланцы волжские	2—3
Торф фрезерный	1—2

Пневматические топки ЦКТИ системы Шершнева	
Торф фрезерный $W^p < 55\%$	2—5
Бурый уголь $W^p = 15 \div 30\%$	4

Топки с цепной решеткой	
Бурый уголь (типа челябинского) ²	5
Каменный уголь	5—6
Антрацит сортированный (АС и АМ)	7
Антрацит со штыбом (АРШ и АСШ)	14

Шахтно-цепная топка	
Торф кусковой	2

Топки с цепной решеткой и забросом топлива на слой	
Бурый уголь (типа подмосковного) ³	9
Бурый уголь (типа челябинского) ²	6
Каменный уголь ($V_T > 25\%$)	6

Топки с шнурующей планкой	
Бурый уголь (типа подмосковного) ³	9
Бурый уголь (типа челябинского) ²	6
Каменный уголь ($V_T > 25\%$)	7

Топки с забрасывателем и неподвижным слоем	
Бурый уголь (типа подмосковного) ³	11
Бурый уголь (типа челябинского) ²	7
Каменный уголь ($V_T > 25\%$)	7
Антрацит АРШ	18

Топки с наклонно-переталкивающими решетками	
Бурый уголь с $W^p < 40\%$	5—7
Сланцы эстонские и гдовские	3

Шахтные топки	
Торф, $W^p = 40\%$, $A^c = 10\%$	2

Скоростные топки	
Рубленая щепка, древесные отходы	3
Слоевые топки с неподвижной решеткой и ручным забросом топлива	
Бурый уголь (типа челябинского)	7
Бурый уголь (типа подмосковного)	11
Каменные угли	6—7
Антрацит сортированный (АС и АМ)	7
Антрацит со штыбом (АРШ)	14

¹ Первые цифры для котлов производительностью свыше 50 т пара в час.

² С умеренной зольностью и влажностью.

³ С высокой зольностью и влажностью.

РЕЗУЛЬТАТЫ ПОДСЧЕТОВ

Подсчет потерь тепла с уходящими газами при сжигании подсушенного антрацитового штыба в стационарном котле. В книге проф. Р. Г. Грановского и М. М. Корсакова «Примеры тепловых расчетов котельных агрегатов» [38] приведены следующие данные о работе парового котла производительностью 150 т пара в час на антрацитовом штыбе, подсушенном до влажности 2%.

Температура уходящих газов 140°. Температура воздуха 20°. Содержание RO_2 в продуктах горения 14,25%. $t_{\text{макс}}$ антрацита равна 2140° при влажности ~7% (см. табл. 126, стр. 242). В для антрацита — 0,95. $RO_{2\text{ макс}}$ антрацита — 20,2%.

Отсюда

$$h = \frac{RO_{2\text{ макс}}}{RO_2} = \frac{20,2}{14,25} = 1,417.$$

Подставляя соответствующие значения в формулу (65) для подсчета потерь тепла с уходящими газами по предлагаемому методу, получаем

$$q_2 = \frac{140 - 20}{2140} (0,82 + 0,42 \cdot 0,95 \cdot 0,78) 100 = 6,3\%.$$

В книге проф. Р. Г. Грановского и М. М. Корсакова значение q_2 подсчитано с учетом состава топлива и его теплотворной способности равным 6,1%; с учетом содержания влаги в воздухе значение q_2 равно 6,2%.

Следует отметить, что $t_{\text{макс}}$ для антрацита с 2% влаги, естественно, несколько выше, чем для антрацита с содержанием влаги 6%, для которого подсчитаны значения $t_{\text{макс}}$. Отсюда при подсчете по предлагаемому методу q_2 должно получиться для антрацита с влажностью 2% несколько меньше, чем по формуле, выведенной для антрацита с влажностью около 7%. Тем не менее без пересчета значений $t_{\text{макс}}$ с учетом влажности топлива результат подсчета по предлагаемому методу близко совпадает с подсчетом, приведенным в книге проф. Р. Г. Грановского и М. М. Корсакова с учетом влажности, зольности, элементарного состава и теплотворной способности топлива.

Подсчет потерь тепла с уходящими газами при сжигании антрацитового штыба в станционном котле. В отчете о наладке и испытаниях в 1940 г. 60-тонного парового котла, работающего на антрацитовом штыбе с примесью до 15% тощего донецкого угля, приводятся следующие данные по составу продуктов горения, температуре уходящих газов и воздуха, влажности топлива и значения q_4 :

Дата испытания					
	5.I	7.I	8.I	20.I	29.I
W_p , %	5,19	3,56	3,88	5,78	5,63
$t_{y.r.}$, °C	160	133	144	130	139
t_v , °C	40,4	25	23,5	33,8	30,2
RO_2 , %	12,75	12,6	12,1	14,3	13,7
q_4 , %	9,7	7,69	4,6	19,95	19,15

Значение q_3 принято во всех случаях равным 0,5%; при этом указано содержание $CO = 0,13\%$. Эта величина принята нами для подсчета h по формуле

$$h = \frac{RO_2 \text{ макс}}{RO_2 + CO}.$$

При подсчете q_2 в отчете принималось во внимание уменьшение объема продуктов горения с учетом провала и уноса, поэтому в формулу для подсчета q_2 введен множитель $(100 - q_4)$. Далее, подсчет q_2 велся без учета влажности воздуха, что повышает истинное значение q_2 в области температур уходящих газов около 140° и воздуха около 30° примерно на 0,1% по отношению к балансу тепла котлоагрегата. В соответствии с этим значения q_2 , приведенные в отчете, должны быть повышены на 0,1%, с тем чтобы получить сопоставимые результаты.

Приводим подсчеты q_2 по предлагаемой методике:

1-е испытание (5 января 1940 г.)

$$h = \frac{20,2}{12,75 + 0,13} = 1,56,$$

$$q_2 = \frac{160 - 40,4}{2150} (0,82 + 0,56 \cdot 0,95 \cdot 0,78) (100 - 9,7) = 6,2\%;$$

2-е испытание (7 января 1940 г.)

$$h = \frac{20,2}{12,6 + 0,13} = 1,58,$$

$$q_2 = \frac{133 - 25}{2150} (0,82 + 0,58 \cdot 0,95 \cdot 0,78) (100 - 7,69) = 5,8;$$

3-е испытание (8 января 1940 г.)

$$h = \frac{20,2}{12,1 + 0,13} = 1,65,$$

$$q_2 = \frac{144 - 23,5}{2150} (0,82 + 0,65 \cdot 0,95 \cdot 0,78) (100 - 4,6) = 7,0\%;$$

4-е испытание (20 января 1940 г.)

$$h = \frac{20,2}{14,3 + 0,13} = 1,40,$$

$$q_2 = \frac{130 - 33,8}{2150} (0,82 + 0,4 \cdot 0,95 \cdot 0,78) (100 - 19,95) = 4,0\%;$$

5-е испытание (29 января 1940 г.)

$$h = \frac{20,2}{13,7 + 0,13} = 1,45,$$

$$q_2 = \frac{139 - 30}{2150} (0,82 + 0,45 \cdot 0,95 \cdot 0,78) (100 - 19,5) = 4,7\%.$$

Все подсчеты выполнены нами для антрацита с содержанием влаги 6 %, т. е. без пересчета на влажность сжигаемого топлива, а также без пересчета на присадку к антрациту тощего донецкого угля.

В табл. 60 сопоставлены результаты подсчетов q_2 по предлагаемой методике и значения q_2 , приведенные в отчете.

Т а б л и ц а 60

Результаты подсчета физических потерь тепла

Дата испытания	W^p , %	Значения q_2 , %		
		по отчету испытаний	по отчету испытаний с поправкой на влажность воздуха (0,1%)	по предлагаемой методике
5.I 1940	5,19	6,12	6,22	6,2
7.I 1940	3,56	5,55	5,65	5,8
8.I 1940	3,88	6,6	6,7	7,0
20.I 1940	5,78	3,95	4,05	4,0
29.I 1940	5,63	4,59	4,69	4,7

Подсчет потерь тепла с уходящими газами при работе парового котла на антрацитовом штыве. В книге С. Н. Шорина «Котельные установки» [39] приведен следующий пример теплового расчета при работе котельного агрегата паропроизводительностью 90 т в час на антраците марки АШ.

Данные для расчета:
элементарный состав горючей массы антрацита: C^r 93,2%; H^r 1,85%; S^r 2,0%; O^r 1,75%; N^r 1,2%;

содержание балласта в сжигаемом топливе: W^p 5%; A^o 16%; низшая теплотворная способность рабочего топлива $Q_n = 6200$ ккал/кг; содержание RO_2 в уходящих газах 13,33% ($CO = 0$).

Температура уходящих газов 125° . Температура воздуха 35° .

Потери тепла с уходящими газами в ккал на 1 кг сжигаемого антрацита Q_2 подсчитаны на основе определения состава рабочего топлива по данным элементарного и технического анализа по формуле

$$Q_2 = \left(1,86 \frac{K^p}{RO_2} + 9H^p + W^p + 0,1d\alpha_{y.r}L_0 \right) C_r (t_{y.r} - t_n) = 322 \text{ ккал/кг.}$$

Процент потерь тепла с уходящими газами с учетом теплотворной способности сжигаемого антрацита

$$q_2 = \frac{Q_2}{Q_n^p} 100 = \frac{322}{6200} 100 = 5,2\%.$$

Приводим подсчет потерь тепла с уходящими газами без использования данных о составе и теплотворной способности сжигаемого антрацита: $t_{\text{макс}}$ антрацита штыба 2140° . $RO_{2\text{ макс}}$ 20,2%. B 0,95 (табл. 126, гл. XV). C' при 100° 0,82; K при 100° 0,78 (табл. 199).

$$h = \frac{RO_{2\text{ макс}}}{RO_2} = \frac{20,2}{13,33} = 1,51;$$

$$q_2 = \frac{t_{y.r} - t_{\text{возд}}}{t_{\text{макс}}} [C' + (h - 1) K \cdot B] 100 = \\ = \frac{125 - 35}{2140} (0,82 + 0,51 \cdot 0,78 \cdot 0,95) 100 = 5,1\%.$$

Подсчет потерь тепла с уходящими газами при сжигании богословского бурого угля в стационарном котле. В «Нормах теплового расчета котельного агрегата» ВТИ [18, стр. 138 и 142] приведены следующие данные по сжиганию богословского бурого угля в котельном агрегате производительностью 200 т пара в час:

температура уходящих газов 155° ;

объем RO_2 0,62 нм³/кг;

объем продуктов горения при $\alpha = 1,45$ равен 5,09 нм³/кг;

объем H_2O 0,65 нм³/кг.

Отсюда содержание RO_2 в сухих продуктах горения

$$\frac{0,62 \cdot 100}{5,09 - 0,65} = 13,25\%.$$

$RO_{2\text{ макс}}$ для богословского угля — 19,8% (табл. 113, гл. XIV)

$$h = \frac{RO_{2\text{ макс}}}{RO_2'} = \frac{19,8}{13,25} = 1,43;$$

$t_{\text{макс}}$ богословского угля 1790° ; B 0,83 (табл. 113, стр. 225); C' 0,835; K 0,79 (табл. 199, стр. 385).

Отсюда располагаемое тепло продуктов горения

$$q_2 = \frac{155}{1790} (0,835 + 0,43 \cdot 0,83 \cdot 0,79) 100 = 9,7\%.$$

В нормах теплового расчета котельного агрегата приводится тепло-содержание уходящих газов Q_2 , равное 271 ккал/кг топлива.

При теплотворной способности богословского угля 2710 ккал/кг

$$q_2 = \frac{Q_2}{Q_n} 100 = \frac{271 \cdot 100}{2710} = 10,0\% \quad (84)$$

Подсчет потерь тепла с уходящими газами при испытании парового котла на подмосковном угле. При испытании в 1949 г. стационарного парового котла производительностью около 200 т пара в час на подмосковном угле были получены данные, приведенные в табл. 61. $RO_{2\text{макс}}$, подсчитанный по составу продуктов полного горения, 19,1 %.

В табл. 62 приведена сводка результатов подсчета q_2 по предлагаемой методике без определения влажности, зольности, элементарного состава и теплотворной способности подмосковного угля и по данным, полученным при испытании котла и подсчитанным по принятой методике с определением указанных величин.

Таблица 61

Данные испытания стационарного котла

	Номер испытания						
	1	2	3	4	5	6	7
Дата	23. II	26. II	28. II	9. III	11. III	12. III	15. III
$t_{y.r}, ^\circ C$. . .	178	182	175	162	192	188	184
$t_v, ^\circ C$	27	23	26	21	27	26	23
$RO_2, \%$. . .	11,1	11,6	12,3	11,9	12,8	12,3	12,6

Таблица 62

Результаты подсчета физических потерь тепла

Номер испытания	Значение $q_2, \%$		Номер испытания	Значение $q_2, \%$	
	по данным испытания 1949 г.	по предлагаемой методике		по данным испытания 1949 г.	по предлагаемой методике
1	11,4	11,5	5	10,9	11,1
2	11,5	11,7	6	11,05	11,3
3	10,4	10,5	7	11,15	11,0
4	10,15	10,1			

Приводим результаты подсчета q_2 по предлагаемой методике:
1-е испытание

$$h = \frac{19,1}{11,1} = 1,72,$$

$$q_2 = \frac{178 - 27}{1700} (0,84 + 0,72 \cdot 0,8 \cdot 0,79) 100 = 11,5\%;$$

2-е испытание

$$h = \frac{19,1}{11,6} = 1,65,$$

$$q_2 = \frac{182 - 23}{1700} (0,84 + 0,65 \cdot 0,8 \cdot 0,79) 100 = 11,7\%;$$

Результаты подсчета физи

Номер испытания	Станция и дата опытов	Топливо	По методике,				
			$C^M, \text{H} \cdot 10^{-3}$	$C^P, \%$	$S^P, \%$	$C^X, \%$	$H^P, \%$
	ЛГЭС № 7						
1	18.X 1956 за в/п ⁵	Уголь донецкий Г	1,78	60,4	3,05	59,74	4,03
2	18.X 1956 за т/э ⁶	То же	1,78	60,4	3,05	59,74	4,03
3	19.X 1956 за в/п	Уголь донецкий, смесь Д и Г	1,215	58,61	2,13	58,18	3,80
4	19.X 1956 за т/э	То же	1,215	58,61	2,13	58,18	3,80
5	20.X 1956 за в/п	Уголь донецкий Д	0,867	56,55	2,51	56,61	3,92
6	20.X 1956 за т/э	То же	0,867	56,55	2,51	56,61	3,92
	ЛГЭС № 8						
7	10.VII 1956	Торф кусковой $W^P = 31,620\%$	0,79	32,97	—	32,18	3,65
8	11.VIII 1956	То же $W^P = 39,040\%$	0,31	29,85	—	29,54	3,25
	ЛГЭС № 1						
9	7.XII 1955	Уголь донецкий Г	2,24	63,75	3,04	62,63	4,27
10	8.XII 1955	То же	2,12	61,14	3,29	60,28	4,21
11	9.XII 1955	» »	1,38	62,35	3,26	62,18	4,11
12	10.XII 1955	» »	1,72	61,40	3,32	60,90	4,17
13	12.XII 1955	» »	3,88	51,79	2,45	48,81	3,69
14	21.III 1955	Мазут	—	77,39	2,50	78,31	10,50
15	22.III 1955	То же	—	76,80	2,48	77,71	9,78
16	23.III 1955	» »	—	77,21	2,50	78,13	10,48

Номер испытания	Станция и дата опытов	Топливо	По принятой					RO' ₂ , %	CO', %
			t _{кот.} , °C	t _{в.} , °C	Q _в , ккал/кг ⁴	Q _в ^p , ккал/кг	q _в , %		
	ЛГЭС № 7								
1	18.X 1956 за в/п	Уголь донецкий Г	27	35	421	5737	7,34	11,60	—
2	18.X 1956 за т/э ⁶	То же	27	35	283	5737	4,94	11,45	—
3	19.X 1956 за в/п	Уголь донецкий, смесь Д и Г	27	35	399	5477	7,29	11,00	—
4	19.X 1956 за т/э	То же	27	35	270	5477	4,93	11,00	—
5	20.X 1956 за в/п	Уголь донецкий Д	26	36	375	5307	7,06	10,10	—
6	20.X 1956 за т/э	То же	26	36	251	5307	4,84	10,10	—
	ЛГЭС № 8								
7	10.VII 1956	Торф кусковой W ^p = 31,620%	32	35	187	2834	6,60	13,80	0,36
8	11.VIII 1956	То же, W ^p = 39,04	32	35	184	2476	7,40	13,20	0,26
	ЛГЭС № 1								
9	7.XII 1955	Уголь донецкий Г	8	24	699	6123	11,40	10,50	0,33
10	8.XII 1955	То же	7	18	748	5857	12,75	9,60	—
11	9.XII 1955	» »	9	17	823	5923	13,90	8,70	—
12	10.XII 1955	» »	9	17	811	5856	13,80	8,20	—
13	12.XII 1955	» »	7	16	792	4906	16,20	6,90	—
14	21.III 1955	Мазут	—	30	752	8807	8,55	10,90	0,95
15	22.III 1955	То же	—	25	791	8778	9,05	10,80	1,41
16	23.III 1955	» »	—	26	730	8793	8,30	11,90	0,47

¹ C^M, H — подсчитано с учетом Q_v . ² Данные взяты из анализа топлива. ³ $C^X = C^P - C^M, \text{H} +$

⁵ За воздухоподогревателем. ⁶ За теплофикационным экономайзером.

ческих потерь тепла q_2

принятой при испытании

OP, %	β	$L, \text{кДж/кг}$	$\text{CO}_2', \%$	α	$\text{CO}', \%$	$\text{CH}_4', \%$	$C_{\text{CO}_2}, \text{ккал/м}^3\text{°C}$	$C_{\text{N}_2}, \text{ккал/м}^3\text{°C}$	$C_{\text{O}_2}, \text{ккал/м}^3\text{°C}$	$C_{\text{H}_2\text{O}}, \text{ккал/м}^3\text{°C}$	Wp, %	$C_{\text{H}_2\text{O}}, \text{ккал/м}^3\text{°C}$	$t_{y, r}, ^\circ\text{C}$	$t_{\text{вент}}, ^\circ\text{C}$
5,645	0,137	6,195	11,60	1,585	—	—	0,421	0,311	0,324	0,361	7,29	0,31	160	37
5,645	0,137	6,195	11,45	1,608	—	—	0,413	0,309	0,321	0,359	7,29	0,31	120	37
6,48	0,127	5,965	11,00	1,687	—	—	0,419	0,310	0,322	0,360	11,62	0,31	151	38
6,48	0,127	5,965	11,00	1,687	—	—	0,412	0,309	0,317	0,360	11,62	0,31	115	38
7,98	0,127	5,812	10,10	1,838	—	—	0,417	0,310	0,321	0,360	11,88	0,31	140	40
7,98	0,127	5,812	10,10	1,838	—	—	0,410	0,309	0,329	0,359	11,88	0,31	107	40
20,24	0,085	—	13,8	1,42	0,36	0,35	0,416	0,311	—	0,360	31,61	0,31	145	37
19,12	0,072	—	13,2	1,48	0,26	0,20	0,416	0,311	—	0,360	39,04	0,31	143	37
6,29	0,136	—	10,5	1,75	0,33	—	0,430	0,312	—	0,364	9,50	0,31	211	29
6,65	0,137	—	9,6	1,92	—	—	0,430	0,312	—	0,363	10,65	0,31	205	22
6,26	0,131	—	8,7	2,12	—	—	0,429	0,312	—	0,363	11,56	0,31	200	20
6,49	0,135	—	8,2	2,24	—	—	0,427	0,311	—	0,362	11,32	0,31	192	20
6,30	0,144	—	6,9	2,64	—	—	0,427	0,311	—	0,362	12,59	0,31	194	18
1,60	0,319	—	10,90	1,43	0,95	—	0,429	0,312	—	0,363	7,53	0,31	198	—
1,59	0,299	—	10,80	1,45	1,41	—	0,430	0,312	—	0,363	8,25	0,31	208	—
1,61	0,319	—	11,90	1,31	0,47	—	0,427	0,311	—	0,362	7,73	0,31	190	—

Таблица 63 (окончание)

По предлагаемой методике

$\text{CH}_4', \%$	$t_{y, r}, ^\circ\text{C}$	$t_{\text{вент}}, ^\circ\text{C}$	$t_{\text{гор}}, ^\circ\text{C}$	$t_{\text{в}}, ^\circ\text{C}$	RO, мг/кг	h	$t_{\text{матс}}, ^\circ\text{C}$	B	C'	K	$q_1, \%$	$q_2, \%$	$\frac{100-q_2}{100}$	$q_2' = q_2 \frac{100-q_2}{100}, \%$
—	160	37	27	35	18,7	1,61	2077	0,90	0,83	0,78	7,59	2,52	0,9748	7,40
—	120	37	27	35	18,7	1,63	2077	0,90	0,82	0,78	5,04	2,52	0,9748	4,91
—	151	38	27	35	18,7	1,70	2064	0,90	0,84	0,79	7,41	1,80	0,982	7,27
—	115	38	27	35	18,7	1,70	2064	0,90	0,83	0,79	5,06	1,80	0,982	4,96
—	140	40	26	36	18,7	1,85	2052	0,89	0,83	0,79	7,15	1,32	0,9868	7,05
—	107	40	26	36	18,7	1,85	2052	0,89	0,83	0,79	4,88	1,32	0,9868	4,82
0,35	145	37	32	35	19,6	1,35	1640	0,77	0,83	0,79	7,10	2,26	0,9774	6,93
0,20	143	37	32	35	19,6	1,434	1640	0,77	0,83	0,79	7,21	1,02	0,9898	7,13
—	211	29	8	24	18,7	1,335	2077	0,90	0,84	0,79	12,00	2,96	0,9704	11,62
—	205	22	7	18	18,7	1,95	2077	0,90	0,84	0,79	13,49	2,93	0,9707	13,10
—	200	20	9	17	18,7	2,15	2077	0,90	0,84	0,79	14,48	1,88	0,9818	14,20
—	192	20	9	17	18,7	2,28	2077	0,90	0,84	0,79	14,60	2,38	0,9762	14,23
—	194	18	7	16	18,7	2,71	2077	0,90	0,84	0,79	17,4	6,40	0,936	16,30
—	198	—	—	30	16,3	1,37	2100	0,88	0,84	0,79	8,72	—	—	—
—	208	—	—	25	16,3	1,34	2100	0,88	0,84	0,79	9,25	—	—	—
—	190	—	—	26	16,3	1,32	2100	0,88	0,84	0,79	8,22	—	—	—

$$+ 0,368 \text{ SP}^4 \quad Q_2 = \left[\frac{1,855 \cdot C^x}{\text{CO}_2' + \text{CO}' + \text{CH}_4'} C_{\text{с.г.}} + \frac{1,246 (9\text{HP} + \text{W}^{\text{P}}) C_{\text{H}_2\text{O}}}{100} \right] \times (t_{y, r} - a_{y, r} L_0 C_{\text{х.в}} \cdot t_{\text{х.в}}) \text{ ккал/кг}$$

3-е испытание

$$h = \frac{19,1}{12,3} = 1,55,$$

$$q_2 = \frac{175 - 26}{1700} (0,84 + 0,55 \cdot 0,8 \cdot 0,79) 100 = 10,5\%;$$

4-е испытание

$$h = \frac{19,1}{11,9} = 1,60,$$

$$q_2 = \frac{162 - 21}{1700} (0,84 + 0,6 \cdot 0,8 \cdot 0,79) 100 = 10,1\%;$$

5-е испытание

$$h = \frac{19,1}{12,8} = 1,49,$$

$$q_2 = \frac{192 - 27}{1700} (0,84 + 0,49 \cdot 0,8 \cdot 0,79) 100 = 11,1\%;$$

6-е испытание

$$h = \frac{19,1}{12,3} = 1,55,$$

$$q_2 = \frac{188 - 26}{1700} (0,84 + 0,55 \cdot 0,8 \cdot 0,79) 100 = 11,3\%;$$

7-е испытание

$$h = \frac{19,1}{12,8} = 1,52,$$

$$q_2 = \frac{184 - 23}{1700} (0,84 + 0,52 \cdot 0,8 \cdot 0,79) 100 = 11,0\%.$$

Подсчет потерь тепла с уходящими газами при испытаниях паровых котлов на станциях Ленэнерго. В табл. 63 приведены результаты подсчета потерь тепла с уходящими газами на станциях Ленэнерго по принятой при испытании и по упрощенной методике. Подсчеты выполнены сотрудником теплотехнического отдела лаборатории Ленэнерго инженером Л. С. Зингером.

При подсчете потерь тепла по принятой методике из общего содержания углерода в рабочем топливе C^p вычиталось содержание углерода в провале и уносе, т. е. учитывались потери вследствие механической неполноты горения топлива.

Объем воздуха, с учетом коэффициента избытка воздуха α , подсчитывался с применением величины β , в свою очередь определяемой на основе элементарного анализа топлива.

При подсчете по упрощенной методике потери тепла с уходящими газами определялись: без учета потерь тепла вследствие механической неполноты горения и для сопоставления — с учетом указанной величины.

В целях упрощения подсчета располагаемого тепла продуктов горения и потерь тепла с уходящими газами можно задаться значениями величин C' и K для определенных температурных интервалов в соответствии с данными, приведенными в табл. 199 и, приняв значения $t'_{\text{макс}}$ для соответствующих видов топлива, придать формуле (74) выражение

$$q_2 = \frac{t_{y.p} - t_n}{100} [C_1 + (h - 1) C_2], \quad (85)$$

где

$$C_1 = \frac{C' \cdot 100 \cdot 100}{t'_{\text{макс}}},$$

$$C_2 = \frac{K \cdot B \cdot 100 \cdot 100}{t'_{\text{макс}}}.$$

В табл. 200 (стр. 385) приведены значения величин C_1 и C_2 для различных видов топлива, подсчитанные для трех температурных интервалов:

1) для температуры 150—300°, соответствующей температуре уходящих газов паровых котлов и других низкотемпературных установок;

2) для температуры 700—900°, соответствующей температуре уходящих газов термических и других среднетемпературных печей;

3) для температуры 1400—1600°, соответствующей температуре уходящих газов высокотемпературных печей перед регенераторами.

Подобным же образом можно подсчитать значение величин C_1 и C_2 для других температурных интервалов.

По формулам, приведенным в данной главе, можно подсчитать потери тепла при сжигании любого вида твердого топлива. В целях дальнейшего упрощения расчетов для важнейших видов твердого топлива составлены локальные формулы и вспомогательные расчетные таблицы, приведенные в главах: XIII — для дров, XIV — для торфа и бурых углей, XV — для каменных углей, антрацита и кокса.

Методика подсчета потерь тепла при сжигании твердого топлива совместно с жидким и газообразным и вспомогательные таблицы, облегчающие выполнение подсчетов, даны в гл. XVI.

ПОДСЧЕТЫ ПОТЕРЬ ТЕПЛА ВСЛЕДСТВИЕ ХИМИЧЕСКОЙ НЕПОЛНОТЫ ГОРЕНИЯ¹

МЕТОДИКА ПОДСЧЕТА

Потери тепла вследствие химической неполноты горения топлива подсчитывают обычно по формуле

$$q_3 = \frac{Q_{\text{нр. гор}} \cdot V \cdot 100}{Q_{\text{н}}^p}, \quad (86)$$

где

q_3 — потери тепла вследствие химической неполноты горения в %;
 $Q_{\text{нр. гор}}$ — теплотворная способность горючих компонентов, содержащихся в 1 нм³ сухих продуктов горения;

$$Q_{\text{нр. гор}} = 30,2\text{CO} + 25,8\text{H}_2 + 85,5\text{CH}_4;$$

V — объем сухих продуктов горения в нм³, образующихся при сжигании 1 кг твердого или жидкого топлива, либо 1 нм³ газообразного топлива;

$Q_{\text{н}}^p$ — низшая теплотворная способность 1 кг твердого или жидкого топлива либо 1 нм³ газа.

При сжигании топлива непостоянного состава подсчет потерь тепла вследствие химической неполноты горения осложняется ввиду необходимости определения теплотворной способности и состава топлива, требуемого для подсчета объема продуктов горения.

Изменения теплотворной способности топлива и объема продуктов горения особенно значительны при сжигании некоторых видов газообразного топлива, представляющих собой смеси двух или нескольких химических газов. В соответствии с этим при сжигании некоторых видов топлива потери тепла вследствие химической неполноты горения проще подсчитывать исходя не из теплотворной способности топлива, а из величины, испытывающей гораздо меньшие колебания, а именно из теплотворной способности топлива, отнесенной к 1 нм³ сухих продуктов горения, образующихся при сжигании топлива в теоретических условиях, т. е. при полноте горения без избытка воздуха. В этом случае подсчет ведется по формуле

$$q_3 = \frac{Q_{\text{нр. гор}} \cdot h \cdot 100}{p}, \quad (87)$$

где

q_3 — потери тепла вследствие химической неполноты горения [40];
 $Q_{\text{нр. гор}}$ — теплотворная способность 1 нм³ сухих продуктов горения;

¹ Подсчет потерь тепла вследствие химической неполноты горения при совместном сжигании двух видов топлива рассматривается в гл. XVI, стр. 249.

p — низшая теплотворная способность рабочего топлива, отнесенная к 1 нм^3 сухих продуктов горения, образующихся при сжигании топлива в теоретических условиях;

h — изменение объема сухих продуктов горения вследствие разбавления их избыточным воздухом и неполноты горения топлива по отношению к теоретическому объему сухих продуктов горения.

Формуле (87) можно придать также следующий вид

$$q_3 = (3020 \text{ CO} + 2580 \text{ H}_2 + 8550 \text{ CH}_4) h : p. \quad (87a)$$

Как отмечалось выше, величина h подсчитывается по данным анализа продуктов горения по формуле

$$h = \frac{\text{CO}_2 \text{ макс}}{\text{CO}'_2 + \text{CO}' + \text{CH}'_4},$$

где

$\text{CO}_2 \text{ макс}$ — содержание CO_2 в сухих продуктах горения при полном сгорании топлива в теоретически необходимом количестве воздуха;

CO'_2 , CO' и CH'_4 — содержание CO_2 , CO и CH_4 в сухих продуктах горения по данным газового анализа.

$\text{CO}_2 \text{ макс}$ (в %) можно подсчитать по данным газового анализа продуктов горения: при полноте горения по формуле (41)

$$\text{CO}_2 \text{ макс} = \frac{\text{CO}_2 \cdot 100}{100 - 4,76 \text{O}_2}$$

или при неполноте горения по формуле (44)

$$\text{CO}_2 \text{ макс} = \frac{(\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4) 100}{100 - 4,76 (\text{O}_2 - 0,4 \text{CO} - 0,2 \text{H}_2 - 1,6 \text{CH}_4)},$$

где

CO_2 , CO , CH_4 , H_2 и O_2 — соответственно содержание CO_2 , CO , CH_4 , H_2 и O_2 в сухих продуктах горения.

Значения $\text{CO}_2 \text{ макс}$ (для сернистого топлива $\text{RO}_2 \text{ макс}$) и значения величины p , т. е. низшей теплотворной способности топлива, отнесенной к 1 нм^3 сухих продуктов горения, приведены к сводной табл. 178 (стр. 367), а также в гл. VIII — для природных газов, в гл. IX — для нефтепромысловых газов, в гл. X — для сжиженных газов, в гл. XI — для различных видов моторного топлива, в гл. XII — для мазута, в гл. XIII — для дров, в гл. XIV — для торфа и бурых углей, в гл. XV — для каменных углей и антрацита.

Теплотворные способности твердого топлива даны по «Нормам теплового расчета котельного агрегата» [18, 22], жидкого топлива — по «Справочнику машиностроителя» [20], газообразного — по данным, приведенным в классификации горючих газов [19].

Как видно из рассмотрения указанных таблиц, значения p мало меняются для отдельных видов топлива, сильно отличающихся по теплотворной способности. Так, теплотворная способность газов с малым содержанием азота колеблется от 2500 ккал/нм^3 , т. е. в 10 раз, а величина p — от 1130 до 1000 ккал/нм^3 , т. е. на 11%. Теплотворная способность каменных углей колеблется от 6790 до 3850 ккал/кг , т. е. на 70%, а значение p — от 940 до 900 ккал/нм^3 , т. е. на 4%.

Таким образом, принимая величину p постоянной для определенных групп топлива, можно подсчитать потери тепла вследствие химической

неполноты горения, не производя анализа топлива и пользуясь только данными анализа продуктов горения.

Для проверки удобства применения предлагаемой методики и сопоставления расчетов по предлагаемой методике и методике, базирующейся на определении элементарного состава топлива и его теплотворной способности, выполнены приводимые ниже подсчеты потерь тепла вследствие химической неполноты горения.

Следует отметить, что анализ продуктов горения с целью определения содержания в них горючих компонентов необходим для подсчета потерь тепла вследствие химической неполноты горения также и по принятой в настоящее время методике. При этом лишь при сжигании твердого топлива с малым выходом летучих веществ, а также доменного и генераторного газов можно ограничиться определением из числа горючих компонентов только окиси углерода.

При сжигании твердого топлива с высоким выходом летучих веществ, жидкого топлива и в особенности газообразного топлива с высоким содержанием метана необходимо считаться с возможностью содержания в продуктах неполного горения, наряду с окисью углерода, также водорода и метана. Более того, при сжигании природных, нефтепромысловых, нефтезаводских и смешанных газов с высоким содержанием метана потери тепла вследствие химической неполноты горения иногда в большей степени обуславливаются содержанием в продуктах горения водорода и метана, чем окиси углерода.

В табл. 64 приведен состав продуктов неполного горения московского городского газа прежнего состава (до поступления в Москву природного газа); газ сжигался в печи, установленной в Энергетическом институте им. Г. М. Кржижановского [25].

Содержание метана в сжигаемом газе около 20%. Кроме того, в газе содержалось около 20% водорода, около 20% окиси углерода, около 4% этилена и других непредельных углеводородов, около 7% двуокиси углерода, около 25% азота, а также небольшое количество этана и кислорода.

Из приведенных в табл. 57 данных видно, что потери тепла вследствие химической неполноты горения газа приведенного состава примерно на две трети обусловлены содержанием в продуктах горения окиси углерода и на одну треть — содержанием водорода и метана.

Иная картина наблюдается при сжигании газа с высоким содержанием метана.

В табл. 65 приведены данные о составе продуктов неполного горения московского городского газа нового состава с высоким содержанием метана (около 80%) по данным Энергетического института Академии наук СССР. Газ сжигался в тех же условиях, что и газ прежнего состава с малым содержанием метана. Продукты горения расположены в табл. 65 по возрастающему содержанию CO_2 . В этом случае потери тепла вследствие химической неполноты горения обусловлены в основном содержанием в продуктах горения метана [25]. При этом, к сожалению, не наблюдается постоянного или близкого к нему соотношения между потерями тепла вследствие химической неполноты горения, обусловленными содержанием в продуктах горения окиси углерода и метана. Так, потери тепла вследствие содержания в продуктах горения метана превышают потери тепла вследствие содержания в них окиси углерода от 1,5 (анализ № 6) до 50 раз (анализ № 14).

Таким образом, не представляется возможным оценить суммарные потери тепла вследствие химической неполноты горения только на основе потерь тепла, обусловленных содержанием в продуктах горения окиси углерода.

Аналогичная картина наблюдалась А. А. Авдеевой [41] при проведении ОРГРЭСом на двух московских электростанциях испытаний котлов

Состав и потенциальное тепло продуктов горения старого московского городского газа при $\alpha < 1$

Состав и потенциальное тепло продуктов горения	Номера														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
CO ₂ , %	7,52	8,12	8,84	9,30	10,45	10,28	10,46	11,3	11,90	12,33	11,0	11,85	13,3	13,54	14,0
O ₂ , %	0,0	0,0	0,56	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,05	0,0	0,0	0,0	0,0
CO, %	12,98	12,08	11,89	9,80	8,40	8,36	7,19	6,4	4,28	4,28	4,05	3,73	2,9	2,69	1,2
H ₂ , %	7,76	7,57	5,28	4,88	4,82	5,01	4,06	3,3	2,34	2,53	1,99	1,67	1,46	1,28	0,5
CH ₄ , %	0,30	0,23	0,50	0,40	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,14	0,0	0,0	0,0
N ₂ , %	71,44	72,00	72,93	75,82	76,33	76,35	78,29	79,00	81,48	80,86	82,91	82,61	82,34	82,49	83,8
Q _{CO} , ккал/м ³	395	368	362	296	256	255	216	195	130	130	123	114	88	82	37
Q _{H₂} , ккал/м ³	200	195	136	126	125	130	105	85	60	65	51	43	38	33	13
Q _{CH₄} , ккал/м ³	26	20	42	16	—	—	—	—	—	—	—	22	—	—	—
Q _Σ , ккал/м ³	621	583	540	438	381	385	321	280	190	195	174	179	126	115	50
$\frac{Q_{\Sigma}}{Q_{CO}}$	1,57	1,58	1,49	1,48	1,49	1,51	1,49	1,44	1,46	1,50	1,44	1,52	1,43	1,40	1,35

Состав продуктов неполного горения московского городского газа с содержанием $\sim 80\%$ C_2H_4 при $h < 1$

Состав и потенциальное тепло продуктов горения	Но м е р а														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
CO ₂ , %	5,1	6,0	7,7	8,5	9,2	9,3	9,4	10,0	10,0	10,6	10,8	11,0	11,0	11,4	11,6
CO, %	4,8	3,2	3,4	2,2	2,2	3,1	2,2	1,0	1,6	1,2	0,3	0,7	1,2	0,3	1,1
H ₂ , %	2,7	1,8	4,4	1,3	1,8	1,7	2,6	0,0	0,1	0,9	0,9	2,6	0,0	0,3	0,2
CH ₄ , %	10,7	2,7	6,6	4,0	5,3	1,7	5,3	4,0	4,3	4,4	1,7	6,1	5,2	6,3	4,5
Q _{CO} , ккал/нм ³	145	97	103	66	66	93	66	30	48	36	9	22	36	9	33
Q _{H₂} , ккал/нм ³	70	47	113	33	47	44	67	0	3	23	23	67	0	8	5
Q _{CH₄} , ккал/нм ³	910	230	560	340	450	140	450	340	370	380	140	520	440	540	380
Q _Σ , ккал/нм ³	1125	374	776	439	563	277	583	370	421	439	172	609	476	557	418
q _{CO} , %	13	26	13	15	12	33	11	8	11	9	5	4	8	2	8
q _{H₂} , %	6	13	15	7	8	17	11	0	1	5	14	11	0	2	4
q _{CH₄} , %	81	61	72	78	80	50	78	92	88	86	81	85	92	96	91
q _Σ , %	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
h	0,5	0,9	0,6	0,7	0,6	0,8	0,6	0,7	0,7	0,7	0,8	0,6	0,6	0,6	0,6

системы Бабкок и Вилькокс производительностью 65 и 95 *т* пара в час, работающих на городском газе с высоким содержанием метана (см. диаграмму на рис. 14).

На оси ординат отложены потери тепла, определяемые содержанием в продуктах горения соответственно метана, водорода и окиси углерода в процентах по отношению к сумме потерь тепла вследствие химической неполноты горения, принятой за 100%.

На оси абсцисс указаны номера испытаний котлов. Первые девять испытаний относятся к котлу производительностью 65 *т* пара в час, остальные — к котлу производительностью 95 *т* пара в час.

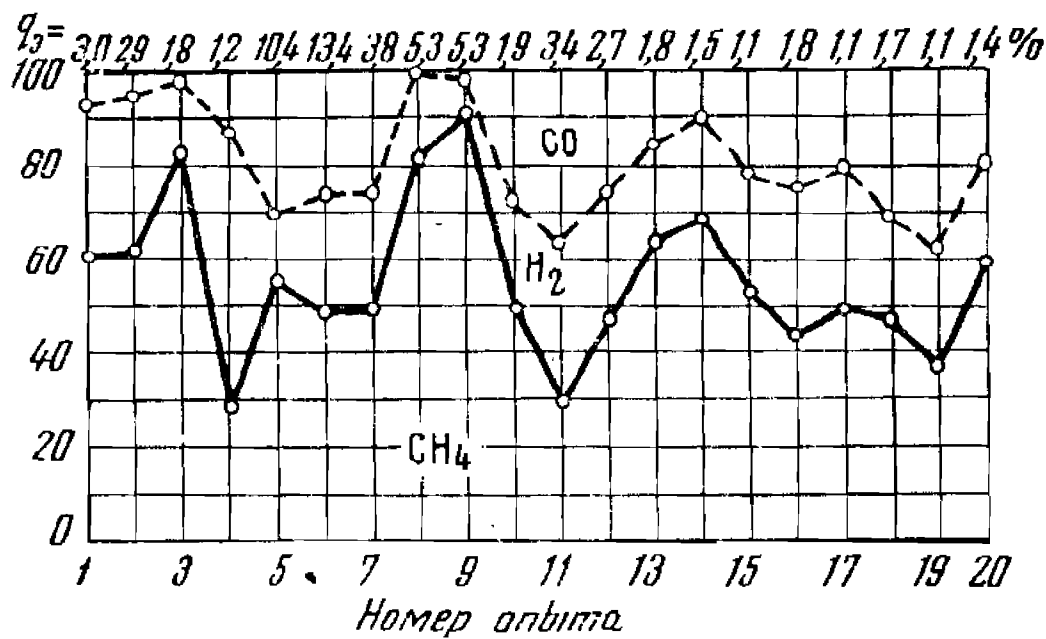


Рис. 14. Потери тепла вследствие химической неполноты горения

1—9 — котел производительностью 65 *т* пара в час; 10—20—котел производительностью 95 *т* пара в час

Суммарные потери тепла вследствие химической неполноты горения при проведении испытаний, результаты которых показаны на диаграмме (рис. 14), следующие:

Номер испытания	q _з , %	Номер испытания	q _з , %
1	3,0	11	3,4
2	2,9	12	2,7
3	1,8	13	1,8
4	1,2	14	1,5
5	10,4	15	1,1
6	13,4	16	1,8
7	3,8	17	1,1
8	5,3	18	1,7
9	5,3	19	1,1
10	1,9	20	1,4

Потери тепла вследствие химической неполноты горения могут достигать значительной величины. Так, при испытаниях, проведенных Энергетическим институтом им. Г. М. Кржижановского на московских заводах, в некоторых случаях при недостаточно налаженной работе на высококалорийном газе были отмечены следующие величины потерь тепла вследствие химической неполноты горения (в %):

Термическая печь	8
» »	13
» »	28
» »	40
Бисквитная печь	25

Бисквитная печь	30
» »	50
Хлебопекарная печь	11
» »	15
Автоматы электролампового завода	5—25
Отопительный котел	15
Паровой котел	10

В соответствии с этим применение простой методики подсчета, позволяющей установить потери тепла вследствие химической неполноты горения, имеет большое значение при работе на природных, нефтепромысловых и других высококалорийных газах.

РЕЗУЛЬТАТЫ ПОДСЧЕТОВ

Газообразное топливо

Подсчет потерь тепла вследствие химической неполноты горения при сжигании генераторного газа в двигателе. Ниже приводятся результаты подсчетов по определению потерь тепла вследствие химической неполноты горения при сжигании антрацитового генераторного газа в двигателе, с различной степенью полноты горения, по принятой методике, с учетом состава генераторного газа и его теплотворной способности, и по предлагаемой методике, не требующей определения этих величин.

Первый состав генераторного газа (в % по объему): CO_2 4,7; O_2 0,3; CO 27,4; H_2 13,5; CH_4 0,8; N_2 53,3.

Низшая теплотворная способность генераторного газа $Q_{\text{н}} = 1244 \text{ ккал/нм}^3$.

Состав сухих продуктов горения (в % по объему): CO'_2 14,8; O'_2 3,6; CO' 2,8; H'_2 2,4; N'_2 76,4.

Низшая теплотворная способность сухих продуктов горения $Q_{\text{пр. гор}} = 146 \text{ ккал/нм}^3$.

По принятой методике подсчета с учетом состава и теплотворной способности газа подсчет ведем следующим образом.

Подсчитываем по балансу углерода на основе определения состава генераторного газа и продуктов горения объем сухих продуктов горения, образующийся при сжигании 1 нм³ генераторного газа:

$$V = \frac{\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4}{\text{CO}'_2 + \text{CO}'} = \frac{4,7 + 27,4 + 0,8}{14,8 + 2,8} = 1,87 \text{ нм}^3.$$

Определяем потери тепла вследствие химической неполноты горения:

$$q_3 = \frac{Q_{\text{пр. гор}} \cdot V \cdot 100}{Q_{\text{газ}}} = \frac{146 \cdot 1,87 \cdot 100}{1224} = 21,9\%.$$

По предлагаемой методике подсчета, не требующей определения состава и теплотворной способности сжигаемого газа, расчет проводим следующим образом.

Подсчитываем изменение объема сухих продуктов горения, по сравнению с теоретическим объемом h , исходя из $\text{CO}_{2 \text{ макс}}$ газа и состава продуктов горения. $\text{RO}_{2 \text{ макс}}$ — для генераторных газов из антрацита и кокса 20,0% (см. табл. 184, гл. XXVIII).

$$h = \frac{\text{CO}_{2 \text{ макс}}}{\text{CO}'_2 + \text{CO}'} = \frac{20,0}{14,8 + 2,8} = 1,14.$$

Определяем потери тепла вследствие химической неполноты горения

$$q_3 = \frac{Q_{\text{пр. гор}} \cdot h \cdot 100}{p} = \frac{146 \cdot 1,14 \cdot 100}{740} = 22,50\%$$

Второй состав генераторного газа (в % по объему): CO_2 5,6; O_2 0,4; CO 27,2; H_2 13,2; CH_4 0,7; N_2 52,9.

Низшая теплотворная способность $Q_{\text{н}}$ генераторного газа вышеприведенного состава равна 1218 ккал/нм³.

Состав сухих продуктов горения (в % по объему): CO_2 15,6; O_2 2,2; CO 2,1; H_2 0,9; N_2 79,2.

Низшая теплотворная способность продуктов горения $Q_{\text{пр. гор}}$ равна 87 ккал/нм³.

По принятой методике подсчета

$$V = \frac{\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4}{\text{CO}_2' + \text{CO}'} = \frac{5,6 + 27,2 + 0,7}{15,6 + 2,1} = 1,89 \text{ нм}^3,$$

$$q_3 = \frac{Q_{\text{пр. гор}} \cdot V \cdot 100}{Q_{\text{газа}}} = \frac{87 \cdot 1,89 \cdot 100}{1218} = 13,50\%$$

по предлагаемой методике

$$h = \frac{\text{RO}_2 \text{ макс}}{\text{CO}_2' + \text{CO}'} = \frac{20,0}{15,6 + 2,1} = 1,13,$$

$$q_3 = \frac{Q_{\text{пр. гор}} \cdot h \cdot 100}{p} = \frac{87 \cdot 1,13 \cdot 100}{740} = 13,30\%$$

Третий состав генераторного газа (в % по объему): CO_2 4,8; O_2 0,2; CO 29,0; H_2 13,7; CH_4 0,56; N_2 51,74.

Низшая теплотворная способность генераторного газа данного состава равна 1274 ккал/нм³.

Таблица 66

Состав и теплотворная способность продуктов горения

Номер анализа	Состав продуктов горения, %						$Q_{\text{пр. гор}}$
	CO_2	O_2	CO	H_2	CH_4	N_2	
I	10,2	8,4	2,6	1,9	0,3	76,6	154
II	8,7	10,6	3,3	1,1	0,0	76,3	128
III	7,9	7,1	4,8	1,9	0,2	78,1	211

В табл. 66 приводится состав сухих продуктов горения (в % по объему) и их теплотворная способность $Q_{\text{пр. гор}}$ (в ккал/нм³).

I. По принятой методике подсчета

$$V = \frac{\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4}{\text{CO}_2' + \text{CO}' + \text{CH}_4'} = \frac{4,8 + 29,0 + 0,56}{10,2 + 2,6 + 0,3} = 2,62,$$

$$q_3 = \frac{Q_{\text{пр. гор}} \cdot V \cdot 100}{Q_{\text{газа}}} = \frac{154 \cdot 2,62 \cdot 100}{1274} = 31,60\%$$

по предлагаемой методике

$$h = \frac{\text{CO}_2 \text{ макс}}{\text{CO}_2' + \text{CO}' + \text{CH}_4'} = \frac{20,0}{10,2 + 2,6 + 0,3} = 1,53,$$

$$q_3 = \frac{Q_{\text{пр. гор}} \cdot h \cdot 100}{p} = \frac{154 \cdot 1,53 \cdot 100}{740} = 31,80\%.$$

II. По принятой методике подсчета

$$V = \frac{\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4}{\text{CO}_2' + \text{CO}'} = \frac{4,8 + 29,0 + 0,56}{8,7 + 3,3} = 2,86,$$

$$q_3 = \frac{Q_{\text{нр. гор}} \cdot V \cdot 100}{Q_{\text{газа}}} = \frac{128 \cdot 2,86 \cdot 100}{1274} = 28,7\%;$$

по предлагаемой методике

$$h = \frac{\text{CO}_2_{\text{макс}}}{\text{CO}_2' + \text{CO}'} = \frac{20,0}{8,7 + 3,3} = 1,66,$$

$$q_3 = \frac{Q_{\text{нр. гор}} \cdot h \cdot 100}{p} = \frac{128 \cdot 1,66 \cdot 100}{740} = 28,8\%.$$

III. По принятой методике подсчета

$$V = \frac{\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4}{\text{CO}_2' + \text{CO}' + \text{CH}_4'} = \frac{4,8 + 29,0 + 0,56}{7,9 + 4,8 + 0,2} = 2,67,$$

$$q_3 = \frac{Q_{\text{нр. гор}} \cdot V \cdot 100}{Q_{\text{газа}}} = \frac{211 \cdot 2,67 \cdot 100}{1274} = 44,2\%;$$

по предлагаемой методике

$$h = \frac{\text{CO}_2_{\text{макс}}}{\text{CO}_2' + \text{CO}' + \text{CH}_4'} = \frac{20,0}{7,9 + 4,8 + 0,2} = 1,55,$$

$$q_3 = \frac{Q_{\text{нр. гор}} \cdot h \cdot 100}{p} = \frac{211 \cdot 1,55 \cdot 100}{740} = 44,2\%.$$

В табл. 67 приведена сводка результатов подсчетов потерь тепла вследствие химической неполноты горения генераторного газа по двум методам. Полученные данные расположены по возрастающему значению q_3 .

Подсчет потерь тепла вследствие химической неполноты горения при сжигании московского городского газа.

Таблица 67

Потери тепла вследствие химической неполноты горения

Номер подсчета	Подсчет q_3 (%)	
	с учетом состава и теплотворной способности газа	без учета состава и теплотворной способности газа
1	13,5	13,3
2	21,9	22,5
3	28,7	28,8
4	31,6	31,8
5	44,2	44,2

Таблица 68

Потери тепла вследствие химической неполноты горения

Номер анализа	Значение q_3 (в %) по методике	
	предлагаемой	принятой при подсчете
1	5,9	5,8
2	6,8	7,0
3	25,0	24,4
4	61,0	62,5
5	85,0	85,0
6	96,0	95,5

1. 2 июля 1952 г. в лаборатории Энергетического института Академии наук СССР сжигался московский городской газ.

Состав сжигаемого газа: CO_2 0,9%; C_2H_m 1,40%; O_2 0,3%; CO 3,4%; H_2 38,1%; CH_4 54,75%; N_2 1,15%.

Низшая теплотворная способность сжигаемого газа $Q_{\text{н}} = 5964 \text{ ккал/нм}^3$.

Состав продуктов полного горения:

1) CO_2 8,85%,	O_2 3,95%,	$\text{H}_2, \text{CO}, \text{CH}_4$ 0,00%;
2) CO_2 8,55%,	O_2 4,25%,	$\text{H}_2, \text{CO}, \text{CH}_4$ 0,00%.

Подсчитываем $\text{CO}_{2 \text{ макс}}$ по составу продуктов полного горения по формуле

$$\text{CO}_{2 \text{ макс}} = \frac{\text{CO}_2 \cdot 100}{100 - 4,76 \text{O}_2}.$$

Данные анализа продуктов полного горения дают для первого состава

$$\text{CO}_{2 \text{ макс}} = \frac{8,85 \cdot 100}{100 - 4,76 \cdot 3,95} = 10,8\%;$$

для второго состава

$$\text{CO}_{2 \text{ макс}} = \frac{8,55 \cdot 100}{100 - 4,76 \cdot 4,25} = 10,8\%.$$

Итак, значение $\text{CO}_{2 \text{ макс}}$, определенное по составу продуктов полного горения, без использования данных анализа горючего газа, равно 10,8%.

Состав продуктов неполного горения, отобранных из различных точек установки при, ведении опыта на разных режимах, включая состав продуктов начала горения, следующий.

Первый состав продуктов неполного горения в (%):

CO_2	8,55	H_2	0,15
O_2	4,20	CH_4	0,55
CO	0,05	N_2	86,50

100,00

Теплотворная способность 1 нм^3 сухих продуктов горения

$$Q_{\text{пр. гор}} = 30,2\text{CO} + 25,8\text{H}_2 + 85,5\text{CH}_4 = 52 \text{ ккал/нм}^3.$$

Увеличение объема продуктов горения по сравнению с объемом сухих продуктов горения, получаемых при полном сжигании газа в теоретическом количестве воздуха,

$$h = \frac{\text{CO}_{2 \text{ макс}}}{\text{CO}_2' + \text{CO}' + \text{CH}_4'} = \frac{10,8}{8,55 + 0,05 + 0,55} = 1,18,$$

$$q_3 = \frac{Q_{\text{пр. гор}} \cdot h \cdot 100}{p} = \frac{52 \cdot 1,18 \cdot 100}{1040} = 5,9\%.$$

В лабораторном журнале было указано значение q_3 для этого состава продуктов неполного горения 5,45%, подсчитанное по принятой методике с учетом состава горючего газа и его теплотворной способности.

Проверка этого подсчета позволила установить допущенную неточность вычисления. Значение q_3 при подсчете по принятой методике равно не 5,45, а 5,8%.

Второй состав продуктов неполного горения (в %):

CO_2	7,0	H_2	0,55
O_2	6,8	CH_4	0,2
CO	0,7	N_2	84,75

100,00

$$Q_{\text{пр. гор}} = 30,2 \cdot 0,7 + 25,8 \cdot 0,55 + 85,5 \cdot 0,2 = 52 \text{ ккал/нм}^3;$$

Шестой состав продуктов неполного горения (в %):

CO ₂	0,05	H ₂	3,80
O ₂	18,55	CH ₄	5,90
CO	0,85	N ₂	70,85
100,00			

$$Q_{\text{пр. гор}} = 30,2 \cdot 0,85 + 25,8 \cdot 3,8 + 85,5 \cdot 5,9 = 628 \text{ ккал/нм}^3;$$

$$h = \frac{10,8}{0,05 + 0,85 + 5,9} = \frac{10,8}{6,8} = 1,59;$$

$$q_3 = \frac{627 \cdot 1,59 \cdot 100}{1040} = 96,0\%.$$

При подсчете с учетом состава и теплотворной способности газа $q_3 = 95,5\%$.

В табл. 68 приведена сводка результатов подсчета q_3 по сопоставляемым методикам.

II. Московский городской газ сжигался в лаборатории 23 августа 1952 г.

Первый анализ газа: CO₂ 0,5%; C_nH_m 1,4%; O₂ 1,3%; CO 3,1%; H₂ 32,2%; CH₄ 57,7%; N₂ 3,8%. $Q_{\text{п}} = 6060 \text{ ккал/нм}^3$.

Второй анализ газа: CO₂ 0,65%; C_nH_m 1,6%; O₂ 0,45%; CO 3,55%; H₂ 28,9%; CH₄ 58,65%; N₂ 6,2%; $Q_{\text{п}} = 6100 \text{ ккал/нм}^3$.

Состав продуктов полного горения (в %):

- 1) CO₂ 9,1
O₂ 3,5

$$\text{CO}_{2 \text{ макс}} = \frac{9,1 \cdot 100}{100 - 4,76 \cdot 3,5} = 10,93;$$

- 2) CO₂ 8,9
O₂ 3,4

$$\text{CO}_{2 \text{ макс}} = \frac{8,9 \cdot 100}{100 - 4,76 \cdot 3,4} = 10,62;$$

- 3) CO₂ 8,7
O₂ 4,1

$$\text{CO}_{2 \text{ макс}} = \frac{8,7 \cdot 100}{100 - 4,76 \cdot 4,1} = 10,68;$$

- 4) CO₂ 8,6
O₂ 4,2

$$\text{CO}_{2 \text{ макс}} = \frac{8,6 \cdot 100}{100 - 4,76 \cdot 4,2} = 10,75.$$

Среднее значение $\text{CO}_{2 \text{ макс}} = 10,75\%$.

Для расчета принято то же значение, что и в предыдущем подсчете: 10,8%.

Первый состав продуктов неполного горения: CO₂ 9,15%; O₂ 3,3%; CO 0,25%.

$$Q_{\text{пр. гор}} = 30,2 \cdot 0,25 = 8 \text{ ккал/нм}^3;$$

$$h = \frac{10,8}{9,15 + 0,25} = 1,15;$$

$$q_3 = \frac{8 \cdot 1,15 \cdot 100}{1040} = 0,88\%.$$

При подсчете с учетом состава газа и его теплотворной способности $q_3 = 0,88\%$.

Второй состав продуктов неполного горения: CO_2 8,7%; CO 0,1%; H_2 0,2%; CH_4 0,1%.

$$Q_{\text{пр. гор}} = 30,2 \cdot 0,1 + 25,8 \cdot 0,2 + 85,5 \cdot 0,1 = 16,7 \text{ ккал/нм}^3;$$

$$h = \frac{10,8}{8,7 + 0,1 + 0,1} = 1,22;$$

$$q_3 = \frac{16,7 \cdot 1,22 \cdot 100}{1040} = 1,95\%.$$

При подсчете с учетом состава и теплотворной способности газа $q_3 = 1,98\%$.

Третий состав продуктов неполного горения: CO_2 8,85%; CH_4 0,2%.

$$Q_{\text{пр. гор}} = 85,5 \cdot 0,2 = 17 \text{ ккал/нм}^3;$$

$$h = \frac{10,8}{9,0 + 0,2} = 1,2;$$

$$q_3 = \frac{17 \cdot 1,2 \cdot 100}{1040} = 2,0\%.$$

При подсчете с учетом состава и теплотворной способности газа $q_3 = 2,02\%$.

Четвертый состав продуктов неполного горения: CO_2 8,75%; CH_4 0,3%.

$$Q_{\text{пр. гор}} = 85,5 \cdot 0,3 = 26 \text{ ккал/нм}^3;$$

$$h = \frac{10,8}{8,75 + 0,3} = 1,2;$$

$$q_3 = \frac{26 \cdot 1,2 \cdot 100}{1040} = 3,0\%.$$

При подсчете с учетом состава и теплотворной способности газа $q_3 = 3,03\%$.

Пятый состав продуктов неполного горения: CO_2 8,85%; CO 0,35%; H_2 0,25%; CH_4 0,3%.

$$Q_{\text{пр. гор}} = 30,2 \cdot 0,35 + 25,8 \cdot 0,25 + 85,5 \cdot 0,3 = 43 \text{ ккал/нм}^3;$$

$$h = \frac{10,8}{8,85 + 0,35 + 0,3} = 1,14;$$

$$q_3 = \frac{43 \cdot 1,14 \cdot 100}{1040} = 4,7\%.$$

При подсчете с учетом состава и теплотворной способности газа $q_3 = 4,9\%$.

Шестой состав продуктов неполного горения: CO_2 8,3%; CO 0,2%; CH_4 0,5%; O_2 4,2%.

$$Q_{\text{пр. гор}} = 30,2 \cdot 0,2 + 85,5 \cdot 0,5 = 48,7 \text{ ккал/нм}^3;$$

$$h = \frac{10,8}{8,3 + 0,2 + 0,5} = 1,2;$$

$$q_3 = \frac{48,7 \cdot 1,2 \cdot 100}{1040} = 5,6\%.$$

При подсчете с учетом состава и теплотворной способности газа $q_3 = 5,5\%$.

Седьмой состав продуктов неполного горения: CO_2 3,9%; CO 1,7%; H_2 1,4%; CH_4 2,0%.

$$Q_{\text{пр. гор}} = 30,2 \cdot 1,7 + 25,8 \cdot 1,4 + 85,5 \cdot 2,0 = 258 \text{ ккал/нм}^3;$$

$$h = \frac{10,8}{3,9 + 1,7 + 2,0} = 1,42;$$

$$q_3 = \frac{258 \cdot 1,42 \cdot 100}{1040} = 35,2\%.$$

При подсчете с учетом состава и теплотворной способности газа $q_3 = 35,0\%$.

Восьмой состав продуктов неполного горения: CO_2 3,50%; CO 1,75%; H_2 0,75%; CH_4 3,30%.

$$Q_{\text{пр. гор}} = 30,2 \cdot 1,75 + 25,8 \cdot 0,75 + 85,3 \cdot 3,3 = 354 \text{ ккал/нм}^3;$$

$$h = \frac{10,8}{3,5 + 1,75 + 3,3} = 1,26;$$

$$q_3 = \frac{354 \cdot 1,26 \cdot 100}{1040} = 42,9\%.$$

При подсчете с учетом состава и теплотворной способности газа $q_3 = 44,7\%$.

Сводка результатов подсчета q_3 приведена в табл. 69.

Т а б л и ц а 69

Потери тепла вследствие химической неполноты горения

Номер анализа	Значение q_3 (%) по методике		Номер анализа	Значение q_3 (%) по методике	
	предлагаемой	принятой при испытании		предлагаемой	принятой при испытании
1	0,88	0,88	5	4,7	4,9
2	1,95	1,98	6	5,6	5,5
3	2,0	2,02	7	35,2	35,0
4	3,0	3,03	8	42,9	44,7

III. 19 августа в лаборатории сжигался московский городской газ следующего состава: CO_2 0,7%; C_nH_m 1,6%; O_2 1,1%; CO 3,9%; H_2 38,4%; CH_4 50,3%; N_2 4,0%. $Q_{\text{н}} = 5640 \text{ ккал/нм}^3$.

В табл. 70 приводится сводка результатов подсчета q_3 по сопоставляемым методикам.

Т а б л и ц а 70

Потери тепла вследствие химической неполноты горения

Номер анализа	Значение q_3 (%) по методике		Номер анализа	Значение q_3 (%) по методике	
	предлагаемой	принятой при испытании		предлагаемой	принятой при испытании
1	2,56	2,59	3	7,6	7,7
2	5,28	5,37	4	52,7	52,5

Подсчет потерь тепла вследствие химической неполноты горения при сжигании природного газа в паровом котле. При испытаниях котла Гарбе производительностью 6—7 т пара в час, работающего на природном газе, были получены данные, приведенные на стр. 194.

Содержание СО в продуктах горения было отмечено в следующих испытаниях:

Номер испытания			
1	3,80%	при содержании CO ₂	8,30%
3	0,30%	»	» CO ₂ 10,80%
6	1,00%	»	» CO ₂ 9,80%
7	0,20%	»	» CO ₂ 9,40%
9	0,10%	»	» CO ₂ 9,90%

Приводим подсчеты потерь тепла вследствие химической неполноты горения по предлагаемой методике для указанных испытаний:

1-е испытание

$$h = \frac{11,8}{8,3 + 3,8} = 0,97,$$

$$Q_{\text{пр. гор}} = 30,2 \cdot \text{CO} = 30,2 \cdot 3,8 = 115 \text{ ккал/н.м}^3,$$

$$q_3 = \frac{Q_{\text{пр. гор}} \cdot h \cdot 100}{p} = \frac{115 \cdot 0,97 \cdot 100}{1000} = 11,10\%;$$

3-е испытание

$$h = \frac{11,8}{10,8 + 0,3} = 1,06,$$

$$Q_{\text{пр. гор}} = 30,2 \cdot \text{CO} = 9,06 \text{ ккал/н.м}^3,$$

$$q_3 = \frac{9,06 \cdot 1,06 \cdot 100}{1000} = 0,960\%;$$

6-е испытание

$$h = \frac{11,8}{9,8 + 1,0} = 1,09,$$

$$Q_{\text{пр. гор}} = 30,2 \cdot \text{CO} = 30,2 \text{ ккал/н.м}^3,$$

$$q_3 = \frac{30,2 \cdot 1,09 \cdot 100}{1000} = 3,30\%;$$

7-е испытание

$$h = \frac{11,8}{9,4 + 0,2} = 1,23,$$

$$Q_{\text{пр. гор}} = 30,2 \cdot \text{CO} = 6,01 \text{ ккал/н.м}^3,$$

$$q_3 = \frac{6,01 \cdot 1,23 \cdot 100}{1000} = 0,740\%;$$

9-е испытание

$$h = \frac{11,8}{9,9 + 0,1} = 1,18,$$

$$Q_{\text{пр. гор}} = 3,02 \cdot \text{CO} = 3,02 \text{ ккал/н.м}^3,$$

$$q_3 = \frac{3,02 \cdot 1,18 \cdot 100}{1000} = 0,360\%.$$

В табл. 71 приведена сводка подсчетов q_3 по двум методикам.

Подсчет потерь тепла вследствие химической неполноты горения при сжигании природного газа в водогрейном котле. При испытаниях отопительного проточного котла системы Л. К. Рамзина на природном

Потери тепла вследствие химической неполноты горения

Номер испытания	Значение q_3 (%) по методике		Номер испытания	Значение q_3 (%) по методике	
	предлагаемой	принятой при испытании		предлагаемой	принятой при испытании
1	11,1	11,0	7	0,74	0,7
3	0,96	1,0	9	0,36	0,4
6	3,3	3,3			

газе были получены продукты горения, состав которых приведен на стр. 195. Там же приведены подсчеты h .

Ниже приводятся подсчеты q_3 по предлагаемой методике; значение p для природного газа равно 1000 ккал/нм³ (см. в табл. 80, на стр. 186):

1-е испытание

$$\text{CO}_2 6,3\%; \quad \text{CO } 1,14\%,$$

$$h = \frac{11,8}{6,3 + 1,14} = 1,58,$$

$$Q_{\text{пр. гор}} = 30,2 \cdot 1,14 = 34,6 \text{ ккал/нм}^3,$$

$$q_3 = \frac{34,6 \cdot 1,58 \cdot 100}{1000} = 5,4\%;$$

2-е испытание

$$\text{CO}_2 6,8\%; \quad \text{CO } 1,0\%,$$

$$h = \frac{11,8}{6,8 + 1,0} = 1,51,$$

$$q_3 = \frac{30,2 \cdot 1 \cdot 1,51 \cdot 100}{1000} = 4,5\%;$$

3-е испытание

$$\text{CO}_2 7,6\%; \quad \text{CO } 0,99\%,$$

$$h = \frac{11,8}{7,6 + 0,99} = 1,37,$$

$$q_3 = \frac{30,2 \cdot 0,99 \cdot 1,37 \cdot 100}{1000} = 4,1\%;$$

Таблица 72

Потери тепла вследствие химической неполноты горения

Номер испытания	Значение q_3 (%) по методике		Номер испытания	Значение q_3 (%) по методике	
	предлагаемой	принятой при испытании		предлагаемой	принятой при испытании
1	5,4	5,5	3	4,1	4,1
2	4,5	4,6	4	4,0	4,0

$$\text{CO}_2 \text{ } 7,5\%; \text{ } \text{CO } 0,95\%,$$

$$h = \frac{11,8}{7,5 + 0,95} = 1,40,$$

$$q_3 = \frac{30,2 \cdot 0,95 \cdot 1,40 \cdot 100}{1000} = 4,0\%.$$

В табл. 72 приведена сводка результатов подсчета q_3 по предлагаемой методике и по методике, принятой при проведении испытания.

Жидкое топливо

Подсчет потерь тепла вследствие химической неполноты горения при сжигании мазута в паровом котле. В книге проф. В. Я. Долголенко «Судовые паровые установки» [42] приводятся следующие данные по составу и теплотворной способности мазута, сжигаемого в паровом котле, и по составу уходящих газов.

Состав мазута: $\text{C}^p = 84,21\%$; $\text{H}^p = 12,2\%$; $\text{O}^p = 0,44\%$; $\text{S}^p = 0,15\%$; $\text{W}^p = 3,0\%$.

Низшая теплотворная способность мазута $Q_n = 9740$ ккал/кг. Состав продуктов горения: RO_2 10,9%; O_2 5,0%; CO 1,536%.

Потери тепла вследствие химической неполноты горения по принятой методике вычисляют следующим образом.

Подсчитывают по элементарному составу топлива величину

$$K^p = \text{C}^p + 0,368 \text{S}^p = 84,21 + 0,368 \cdot 0,15 = 84,265.$$

Определяют потери тепла Q_3 вследствие химической неполноты горения (ккал на 1 кг сжигаемого мазута):

$$Q_3 = 56,7 K^p \frac{\text{CO}}{\text{RO}_2 + \text{CO}} = 56,7 \cdot 84,265 \frac{1,536}{10,9 + 1,536} = 590 \text{ ккал/кг.}$$

Подсчитывают потери тепла q_3 вследствие химической неполноты горения в процентах к теплотворной способности сжигаемого мазута:

$$q_3 = \frac{Q_3}{Q_n^p} 100 = \frac{590 \cdot 100}{9740} = 6,06\%.$$

Приводим результат подсчета потерь тепла вследствие химической неполноты горения, не прибегая к определению состава и теплотворной способности сжигаемого топлива.

Определяем значение $\text{RO}_{2 \text{ макс}}$ по составу продуктов горения:

$$\text{RO}_{2 \text{ макс}} = \frac{(\text{RO}'_2 + \text{CO}') \cdot 100}{100 - 4,76 (\text{O}'_2 - 0,4 \text{CO}')} = \frac{(10,9 + 1,54) \cdot 100}{100 - 4,76 (5,0 - 0,4 \cdot 1,54)} = 15,8\%.$$

Подсчитываем отношение реального и теоретического объемов сухих продуктов горения:

$$h = \frac{\text{RO}_{2 \text{ макс}}}{\text{RO}'_2 + \text{CO}'} = \frac{15,8}{10,9 + 1,54} = 1,26.$$

Вычисляем потери тепла вследствие химической неполноты горения:

$$q_3 = \frac{30,2 \text{ CO} \cdot h \cdot 100}{p} = \frac{30,2 \cdot 1,54 \cdot 1,26 \cdot 100}{965} = 6,0\%.$$

Значение p для малосернистого мазута равно 965 (см. табл. 102, гл. XII).

Подсчет потерь тепла вследствие химической неполноты горения при сжигании мазута в станционном паровом котле. При исследовании работы

80-тонного парового котла, работающего на мазуте (см. стр. 123), при двух испытаниях (1-м и 6-м) имелись потери тепла из-за химической неполноты горения.

Приводим подсчет q_3 по предлагаемой методике.

1-е испытание. Состав продуктов неполного горения за котлом: CO_2 8,20; CH_4 0,05%; O_2 9,89%; CO 0,08%; H_2 0,37%.

Значение $\text{CO}_{2\text{макс}}$ для сжигаемого мазута было подсчитано на основе анализа продуктов полного сгорания равным 15,5%. Отсюда

$$h = \frac{15,5}{8,2 + 0,08 + 0,05} = 1,86;$$

$$Q_{\text{пр. гор}} = 30,2 \cdot 0,08 + 85,5 \cdot 0,05 + 25,8 \cdot 0,37 = 16,2 \text{ ккал/нм}^3;$$

$$q_3 = \frac{Q_{\text{пр. гор}} \cdot h \cdot 100}{p}.$$

Значение p для мазута равно около 965 ккал/нм³ сухих продуктов горения.

$$q_3 = \frac{16,2 \cdot 1,86 \cdot 100}{965} = 3,1\%.$$

При подсчете q_3 с учетом состава и теплотворной способности мазута при испытании было получено значение $q_3 = 3,2\%$.

6-е испытание. Состав продуктов горения за котлом: CO_2 12,60%; H_2 0,40%; CO 0,17%; O_2 3,75%; CH_4 0,05%.

$$h = \frac{15,5}{12,6 + 0,17 + 0,05} = 1,21;$$

$$Q_{\text{пр. гор}} = 30,2 \cdot 0,17 + 25,8 \cdot 0,4 + 85,5 \cdot 0,05 = 19,7 \text{ ккал/нм}^3;$$

$$q_3 = \frac{19,7 \cdot 1,21 \cdot 100}{965} = 2,4\%.$$

Значение q_3 по материалам испытаний равно 2,2%.

Следует отметить, что по материалам испытаний результаты 6-го испытания записаны следующим образом (в %):

q_1	86,8
q_2	9,5
q_3	2,2
q_5	0,7
	99,6
Невязка . . .	0,4

В действительности, однако, сумма равна не 99,6, а 99,2%. Возможно, что поправка 0,4% частично падает на q_3 .

Подсчет потерь тепла вследствие химической неполноты горения при сжигании мазута в судовом котле. В книге А. С. Александрова «Основы теплотехники судовых паровых установок» [33, стр. 212] приведен при работе котла на мазуте следующий состав продуктов неполного горения: RO_2 10,7%; O_2 5,8%; CO 1,16%.

Подсчет потерь тепла из-за химической неполноты горения А. С. Александров ведет по формулам

$$Q_3 = 56,8 (C^p + 0,368 S^p) \frac{\text{CO}}{\text{RO}_2 + \text{CO}}$$

и

$$q_3 = \frac{Q_3}{Q_{\text{н}}^p} 100.$$

В результате подсчета по приведенным выше формулам А. С. Александров получает значение потерь тепла вследствие химической неполноты горения, равное

$$q_3 = \frac{436 \cdot 100}{9550} = 4,54\%.$$

Приводим подсчет q_3 по предлагаемой методике:

$$RO_{2 \text{ макс}} = \frac{(RO'_2 + CO') 100}{100 - 4,76 (O'_2 - 0,4 CO')} = \frac{(10,7 + 1,16) 100}{100 - 4,76 (5,8 - 0,4 \cdot 1,16)} = 15,8\%;$$

$$h = \frac{RO_{2 \text{ макс}}}{RO'_2 + CO'} = \frac{15,8}{10,7 + 1,16} = 1,33;$$

$$q_3 = \frac{Q_{\text{пр. гор}} \cdot h \cdot 100}{p} = \frac{30,2 \cdot 1,16 \cdot 1,33 \cdot 100}{965} = 4,8\%.$$

Рассматривая подсчет Q_3 А. С. Александрова

$$Q_3 = 56,8 (84,4 + 0,368 \cdot 0,484) \frac{1,16}{10,7 + 1,16} = 436 \text{ ккал/кг},$$

находим в нем арифметическую неточность: Q_3 равно не 436, а 470 ккал/кг. В соответствии с этим

$$q_3 = \frac{470 \cdot 100}{9550} = 4,92\%.$$

Таким образом, при исправлении арифметической неточности, вкрапшейся в расчет А. С. Александрова, подсчеты потерь тепла вследствие химической неполноты горения, проведенные по двум сопоставляемым методикам, дают хорошее совпадение.

Подсчет потерь тепла вследствие химической неполноты горения при сжигании мазута в паровых котлах. В материалах по испытанию паровых котлов на нефтяном топливе, опубликованных Эквивалентной комиссией Нефтеиндиката, приведен ряд подсчетов потерь тепла вследствие химической неполноты горения, выполненных с определением элементарного состава и теплотворной способности сжигаемого топлива и состава продуктов горения [34].

В табл. 73 приводится сводка результатов подсчета q_3 , полученных при испытании котлов и подсчитанных по предлагаемой методике на основе данных состава продуктов горения по формуле

$$q_3 = \frac{Q_{\text{пр. гор}} \cdot h \cdot 100}{p}.$$

Значение p принято равным 965 ккал/нм³ сухих продуктов горения. $CO_{2 \text{ макс}}$ (15,5%) подсчитано по составу продуктов горения по формуле (41).

Подсчет потерь тепла вследствие химической неполноты горения при сжигании мазута в конвейерной печи. При испытании конвейерной печи, работающей на мазуте, были получены данные, приведенные в табл. 55 (стр. 127).

Содержание окиси углерода в сухих продуктах горения колеблется от 0,6 до 0,8%, составляя в среднем 0,7%, при содержании RO_2 в продуктах горения от 8,5 до 10,6%.

Потери тепла вследствие химической неполноты горения по материалам испытаний, приведенные в табл. 55, определяются ничтожной величиной 0,01—0,02%.

Потери тепла вследствие химической неполноты горения

Место испытания	Номер испытания	Значение q_3 (%) по методике	
		предлагаемой	принятой при испытании
Ростов-на-Дону: Донская государственная табачная фабрика	1	1,65	1,6
	2	1,29	1,3
	3	2,62	2,6
	4	2,02	2,2
	5	3,19	3,2
Ленинград: «Красный треугольник»	1	2,20	2,1
	2	2,52	2,5
	3	2,64	2,6
	4	5,05	5,0
	5	3,20	3,2
	6	2,08	2,0
	7	3,32	3,3
Ивановская обл.: Ямская фабрика	1	1,13	1,1
	2	1,03	1,0
	3	1,39	1,4
Ново-Ивановская мануфактура	1	0,31	0,3
	2	0,79	0,8
	3	0,29	0,3
	4	1,09	1,1
	5	0,90	0,9
	6	2,70	2,6
Москва: Дербеневский завод	1	1,86	1,85
	2	0,85	0,85
	3	0,69	0,7

Подсчет потерь тепла вследствие химической неполноты горения по упрощенной методике дает величины иного порядка, а именно:

1-е испытание

$$h = \frac{RO_2 \text{ макс}}{RO_2' + CO'} = \frac{16,3}{9,35 + 0,6} = 1,64;$$

$$Q_{\text{пр. гор}} = Q \cdot CO' = 30,2 \cdot 0,6 \approx 19 \text{ ккал/нм}^3;$$

$$q_3 = \frac{Q_{\text{пр. гор}} \cdot h \cdot 100}{p} = \frac{19 \cdot 1,64 \cdot 100}{965} = 3,20\%;$$

2-е испытание

$$h = \frac{16,3}{9,7 + 0,6} = 1,58;$$

$$Q_{\text{пр. гор}} = 30,2 \cdot 0,6 = 19 \text{ ккал/нм}^3;$$

$$q_3 = \frac{19 \cdot 1,58 \cdot 100}{965} = 3,1\%;$$

3-е испытание

$$h = \frac{16,3}{10,6 + 0,7} = 1,44;$$

$$Q_{\text{пр. гор}} = 30,2 \cdot 0,7 = 22 \text{ ккал/нм}^3;$$

$$q_3 = \frac{22 \cdot 1,44 \cdot 100}{965} = 3,30\%;$$

4-е испытание

$$h = \frac{16,3}{10,5 + 0,7} = 1,46;$$

$$Q_{\text{пр. гор}} = 30,2 \cdot 0,7 = 22 \text{ ккал/нм}^3;$$

$$q_3 = \frac{22 \cdot 1,46 \cdot 100}{965} = 3,30\%;$$

5-е испытание

$$h = \frac{16,3}{8,5 + 0,6} = 1,79;$$

$$Q_{\text{пр. гор}} = 30,2 \cdot 0,6 = 19 \text{ ккал/нм}^3;$$

$$q_3 = \frac{19 \cdot 1,79 \cdot 100}{965} = 3,50\%;$$

6-е испытание

$$h = \frac{16,3}{10,3 + 0,8} = 1,47;$$

$$Q_{\text{пр. гор}} = 30,2 \cdot 0,8 = 25 \text{ ккал/нм}^3;$$

$$q_3 = \frac{25 \cdot 1,47 \cdot 100}{965} = 3,80\%;$$

7-е испытание

$$h = \frac{16,3}{0,9 + 0,7} = 1,68;$$

$$Q_{\text{пр. гор}} = 30,2 \cdot 0,7 = 22 \text{ ккал/нм}^3;$$

$$q_3 = \frac{22 \cdot 1,68 \cdot 100}{965} = 3,80\%.$$

Следовательно, потери тепла вследствие химической неполноты горения в рассмотренных семи испытаниях отнюдь не измеряются сотыми долями процента, а во всех случаях превышают 3%.

Правильность порядка цифр, полученных по упрощенной методике, очевидна. В самом деле, теплота горения окиси углерода, содержащейся в сухих продуктах горения в количестве около 0,7%, равна около 20 ккал. Теплотворная способность мазута, отнесенная к 1 нм³ сухих продуктов горения, — около 1000 ккал/нм³. Следовательно, потери тепла вследствие химической неполноты горения составляют около 2% без учета разбавления продуктов горения избыточным воздухом. Увеличение объема сухих продуктов горения вследствие разбавления их воздухом (h) составляет около 1,5—1,7, следовательно, потери тепла вследствие химической неполноты горения должны быть примерно 3—3,5%.

В отчете о проведенных испытаниях указано, что потери тепла вследствие химической неполноты горения подсчитывались по формуле

$$Q_3 = 56,7 K^p \cdot \frac{CO'}{RO'_2 + CO'} \text{ ккал/кг.}$$

Отсюда потери тепла вследствие химической неполноты горения в процентах к теплотворной способности мазута равны

$$q_3 = 56,7 K^p \cdot \frac{CO'}{RO_2' + CO'} \cdot \frac{100}{Q_{II}^p}.$$

Подсчет потерь тепла вследствие химической неполноты горения мазута по приведенной формуле для первого испытания

$$q_3 = 56,7 \cdot (79,33 + 0,375 \cdot 1,0) \cdot \frac{0,6}{9,35 + 0,6} \cdot \frac{100}{8730} = 3,12\%.$$

По упрощенной методике значение q_3 для данного испытания равно 3,2 %.

Следовательно, при подсчете потерь тепла вследствие химической неполноты горения была допущена серьезная погрешность, незамеченная при обработке материалов испытания и легко установленная при проверке результатов по упрощенной методике. В соответствии с этим при работе по принятым методам в ряде случаев целесообразно применять быструю проверку правильности подсчета по упрощенной методике.

Подсчет потерь тепла вследствие химической неполноты горения керосина. В книге проф. К. Блахера «Теплотехника в лаборатории и производстве» [43] приведен следующий состав сухих продуктов неполного горения керосина (в %):

CO ₂	10,2
O ₂	7,0
CO	1,0
N ₂	81,8
	100,0

Подсчет потерь тепла вследствие химической неполноты горения, сделанный К. Блахером с учетом элементарного состава керосина и его теплотворной способности, дает для q_3 значение 4,89 %.

Подсчет q_3 по составу продуктов неполного горения, приведенному К. Блахером по предлагаемой методике, дает следующий результат:

$$Q_{\text{пр. гор}} = 30,2 \cdot 1 = 30,2 \text{ ккал/нм}^3,$$

$$h = \frac{CO_2^{\text{макс}}}{CO_2' + CO'} = \frac{15,5}{10,2 + 1} = 1,385,$$

$$q_3 = \frac{Q_{\text{пр. гор}} \cdot h \cdot 100}{p} = \frac{30,2 \cdot 1,385 \cdot 100}{980} = 4,27\%.$$

Таким образом, имеется значительное расхождение в результате подсчетов, сделанных по сопоставляемым методикам:

$$\Delta q_3 = \frac{(4,89 - 4,27) 100}{4,27} = 14,5\%.$$

Чтобы выяснить причину этого расхождения, рассмотрим подсчет q_3 , сделанный К. Блахером.

Проф. К. Блахер, исходя из элементарного состава керосина и состава продуктов горения, получает объем сухих продуктов горения равным 14,3 л на 1 г керосина. Этот объем подсчитан согласно приведенному выше составу продуктов горения: CO₂ 10,2%, O₂ 7,0%, CO 1,0% и N₂ 81,8%.

Далее К. Блахер подсчитывает объем влажных продуктов горения и получает 15,76 л. Вслед за этим при подсчете потерь тепла вследствие

неполноты горения он принимает в расчет объем СО в 1% от влажных продуктов горения:

$$15,76 \cdot 0,01 = 0,158 \text{ л.}$$

Между тем объем СО, согласно приведенному К. Блахером анализу продуктов горения, равен 1% от объема отнюдь не влажных, а сухих продуктов горения, т. е. $14,3 \cdot 0,01 = 0,143 \text{ л.}$

Таким образом, К. Блахер увеличил объем СО и, следовательно, потери тепла из-за неполноты горения, обусловленные содержанием СО в продуктах горения, в отношении 0,158 : 0,143, т. е. в 1,105 раза.

Вводя эту поправку в расчет К. Блахера, получаем следующее значение q_3 при подсчете по принятой им методике:

$$q_3 = \frac{4,89}{1,105} = 4,42\%$$

При введении необходимого исправления в расчет проф. К. Блахера разница в подсчете по сопоставляемым методикам

$$\Delta q_3 = \frac{(4,42 - 4,27) 100}{4,27} = 3\%$$

Следует добавить, что К. Блахер принимал теплотворную способность СО равной 2440 ккал/кг.

При расчетах по предлагаемой методике теплотворная способность 1 нм³ СО принималась равной 3020 ккал/нм³, что соответствует теплотворной способности 1 кг СО — 2417 ккал [11].

Поправка составляет

$$\frac{(2440 - 2417) 100}{2417} = 1\%$$

Таким образом, расхождение в подсчете q_3 по двум методикам составляет около 2% от величины химической неполноты сгорания или менее 0,1% от теплотворной способности сжигаемого топлива.

Подсчет потерь тепла вследствие химической неполноты горения при сжигании бензина в двигателе внутреннего сгорания. При обработке материалов испытаний двигателя внутреннего сгорания по сложной и трудоемкой методике, включающей замер количества бензина и воздуха, определение теплотворной способности бензина и анализ продуктов горения, были получены приводимые ниже значения потерь тепла вследствие химической неполноты сгорания при работе двигателя с коэффициентом избытка воздуха меньше единицы.

Т а б л и ц а 74

Потери тепла вследствие химической неполноты горения при работе двигателя внутреннего сгорания

Коэффициент избытка воздуха α	Результаты подсчета q_3 (в %) по методике		Коэффициент избытка воздуха α	Результаты подсчета q_3 (в %) по методике	
	принятой при испытании	предлагаемой		принятой при испытании	предлагаемой
0,6	49,0	49,5	0,8	30,0	30,2
0,7	40,0	40,0	0,9	18,3	18,1

Для сопоставления приводим в табл. 74 результаты подсчета потерь тепла вследствие химической неполноты горения, пользуясь только данными анализа продуктов горения, по формуле

$$q_3 = \frac{Q_{\text{пр. гор}} \cdot h \cdot 100}{p}.$$

Значение p для бензина — 980 ккал/нм^3 продуктов горения взято из табл. 96. $\text{CO}_{2\text{ макс}}$ для бензина — $14,8\%$.

Значения h подсчитаны на основе табличного значения $\text{CO}_{2\text{ макс}}$ и состава продуктов горения по формуле

$$h = \frac{\text{CO}_{2\text{ макс}}}{\text{CO}'_2 + \text{CO}' + \text{CH}'_4}.$$

$Q_{\text{пр. гор}}$ подсчитано по составу продуктов горения, причем значения теплотворных способностей горючих компонентов приняты равными тем, которыми пользовались при обработке материалов испытаний по первому методу.

Твердое топливо

Подсчет потерь тепла вследствие химической неполноты горения при сжигании каменного угля в паровом котле. В книге проф. В. Я. Долголенко «Судовые паровые установки» [42] приведен следующий подсчет потерь тепла вследствие химической неполноты горения при испытании парового котла на донецком каменном угле марки ПС.

Данные для подсчета:

Состав сжигаемого топлива: $\text{C}^p 77,1\%$; $\text{H}^p 4,0\%$; $\text{S}^p 1,9\%$; $\text{O}^p 2,8\%$; $\text{N}^p 1,3\%$; $\text{A}^p 9,4\%$; $\text{W}^p 3,5\%$.

Низшая теплотворная способность угля $Q_{\text{н}} = 7260 \text{ ккал/кг}$. Состав продуктов горения: $\text{RO}_2 12,1\%$; $\text{O}_2 5,5\%$; $\text{CO}_2 8,25\%$.

На основе элементарного состава каменного угля определяют величину

$$K^p = \text{C}^p + 0,368 \text{ S}^p = 77,1 + 0,368 \cdot 1,9 = 77,8\%.$$

Подсчитывают потери тепла вследствие химической неполноты горения (ккал/кг сжигаемого угля)

$$Q_3 = 56,7 \cdot K^p \frac{\text{CO}}{\text{RO}_2 + \text{CO}} = 56,7 \cdot 77,8 \frac{2,825}{12,1 + 2,825} = 836 \text{ ккал/кг}.$$

Подсчитывают потери тепла вследствие химической неполноты горения в процентах к теплотворной способности сжигаемого угля:

$$q_3 = \frac{Q_3}{Q_{\text{н}}} 100 = \frac{836}{7260} 100 = 11,5\%.$$

Приводим подсчет потерь тепла вследствие химической неполноты горения без определения состава и теплотворной способности сжигаемого топлива, пользуясь только данными о составе продуктов горения и обобщенными характеристиками твердого топлива, приведенными в главах XIII—XV.

Для донецкого каменного угля марки ПС (см. табл. 123, стр. 238) $\text{RO}_{2\text{ макс}} = 19\%$; $p = 940 \text{ ккал/нм}^3$ сухих продуктов горения.

Определяем величину

$$h = \frac{\text{RO}_{2\text{ макс}}}{\text{RO}'_2 + \text{CO}'} = \frac{19}{12,1 + 2,82} = 1,27.$$

Подсчитываем потери тепла вследствие химической неполноты горения

$$q_3 = \frac{30,2 \cdot \text{CO} \cdot h \cdot 100}{p} = \frac{30,2 \cdot 2,82 \cdot 1,27 \cdot 100}{940} = 11,5\%.$$

Подсчет потерь тепла вследствие химической неполноты горения при сжигании каменного угля. В книге проф. В. С. Наумова «Машиноведение» [44] приведен подсчет потерь тепла вследствие химической неполноты горения каменного угля. В продуктах горения содержится 14% CO_2 и 2% CO . Значение q_3 подсчитано с учетом теплотворной способности сжигаемого каменного угля (6750 ккал/кг), содержания в нем углерода (72%) и состава продуктов горения по формуле

$$q_3 = 57 \cdot C \frac{\text{CO}'}{4\text{CO}_2' + \text{CO}'} \cdot \frac{100}{Q_{\text{н}}^p} = 57 \cdot 72 \frac{2}{14 + 2} \cdot \frac{100}{6750} = 7,6\%.$$

Ниже приводим подсчет q_3 для разбираемого случая по предложенной методике, не прибегая к определению теплотворной способности угля и содержания в нем углерода.

$\text{CO}_2^{\text{макс}}$ для каменных углей $\sim 18,8\%$ (стр. 74), p для каменных углей равно 930 ккал/нм³ сухих продуктов горения (см. табл. 123).

$$h = \frac{\text{CO}_2^{\text{макс}}}{\text{CO}_2' + \text{CO}'} = \frac{18,8}{14 + 2} = 1,17;$$

$$Q_{\text{пр. гор}} = 30,2 \cdot 2 = 60,4 \text{ ккал/нм}^3;$$

$$q_3 = \frac{Q_{\text{пр. гор}} \cdot h \cdot 100}{p} = \frac{60,4 \cdot 1,17 \cdot 100}{930} = 7,65\%.$$

Подсчет потерь тепла вследствие химической неполноты горения при сжигании в паровом котле промежуточного продукта, полученного при обогащении кизеловского угля. В книге проф. Р. Г. Грановского и М. М. Корсакова «Примеры тепловых расчетов котельных агрегатов» [38] приведен подсчет потерь тепла вследствие химической неполноты горения при сжигании промежуточного продукта, полученного при обогащении кизеловского каменного угля.

Подсчет ведется на основе предварительного определения теплотворной способности каменного угля и содержания в нем углерода по формуле

$$q_3 = 56,7 \cdot K^p \frac{\text{CO}}{\text{CO}_2 + \text{CO}} \cdot \frac{100}{Q_{\text{н}}^p},$$

где $K^p = C^p + 0,368 S^p$.

Низшая теплотворная способность рабочего топлива определена равной 5566 ккал/кг.

Содержание углерода в рабочем топливе по данным элементарного и технического анализа сжигаемого угля равно 56,82% и содержание серы 5,45%. Отсюда $K^p = 58,82\%$.

В продуктах горения содержится 13,05% RO_2 и 1,1% CO . Потери тепла вследствие химической неполноты горения

$$q_3 = 56,7 \cdot 58,82 \frac{1,1}{13,05 + 1,1} \cdot \frac{100}{5566} = 4,65\%.$$

Ниже приводим подсчет потерь тепла вследствие химической неполноты горения для разбираемого в книге проф. Р. Г. Грановского и М. М. Корсакова случая, пользуясь только данными газового анализа продуктов горения и не прибегая к определению теплотворной способности топлива и содержания в нем углерода и серы.

По табл. 123 для промежуточного продукта, полученного при обогащении кизеловского угля (см. стр. 238, кизеловский уголь — промежуточный продукт), значение $RO_{2 \text{ макс}}$ равно 18,5% и $p = 910$ ккал/нм³;

$$h = \frac{RO_{2 \text{ макс}}}{RO'_2 + CO'} = \frac{18,5}{13,05 + 1,1} = 1,3;$$

$$Q_{\text{пр. гор}} = 30,2 \cdot 1,1 = 33,2 \text{ ккал/нм}^3;$$

$$q_3 = \frac{Q_{\text{пр. гор}} \cdot h \cdot 100}{p} = \frac{33,2 \cdot 1,3 \cdot 100}{910} = 4,7\%.$$

Подсчет потерь тепла вследствие химической неполноты горения при сжигании дров в судовом котле. В книге А. С. Александрова «Основы теплотехники судовых паросиловых установок» приведен следующий состав продуктов неполного горения дров: CO_2 12%, CO 0,61%, O_2 8,0%. Влажность дров 30% [33].

Для указанного состава продуктов горения подсчитано по предлагаемой методике значение потерь тепла вследствие химической неполноты горения:

$$Q_{\text{пр. гор}} = 30,2 \cdot 0,61 = 18,4 \text{ ккал/нм}^3;$$

$$h = \frac{CO_{2 \text{ макс}}}{CO'_2 + CO'} = \frac{20,5}{12 + 0,61} = 1,62;$$

$$q_3 = \frac{Q_{\text{пр. гор}} \cdot h \cdot 100}{p} = \frac{18,4 \cdot 1,62 \cdot 100}{895} = 3,34\%.$$

В книге А. С. Александрова q_3 подсчитано с учетом влажности, состава и теплотворной способности дров равным 3,25%.

Подсчеты потерь тепла вследствие химической неполноты горения для отдельных видов топлива.

Расчетные формулы

Формулы (87) и (87а) (стр. 148—149) можно применять при сжигании любого вида топлива.

Подставляя в формулу (87а) вместо h ее значение исходя из величины $CO_{2 \text{ макс}}$ топлива и содержания в сухих продуктах горения $CO_2 + CO + CH_4$, можно придать ей следующий вид:

$$q_3 = \frac{(3020 CO + 2580 H_2 + 8550 CH_4) CO_{2 \text{ макс}}}{p (CO_2 + CO + CH_4)} \% \quad (88)$$

Подсчет потерь тепла вследствие химической неполноты горения при сжигании определенных видов топлива, характеризующихся малыми колебаниями величин $CO_{2 \text{ макс}}$ (или $RO_{2 \text{ макс}}$) и p , можно вести по более простым формулам, полученным путем подстановки в универсальную формулу (88) значений $CO_{2 \text{ макс}}$ и p для данного вида топлива.

Ниже приводятся формулы с несколько округленными коэффициентами, предназначенные для отдельных видов газообразного, жидкого и твердого топлива [96].

А. Газообразное топливо

Природный газ ($CO_{2 \text{ макс}} = 11,8\%$; $p = 1000$ ккал/нм³)

$$q_3 = \frac{35 CO + 30 H_2 + 100 CH_4}{CO_2 + CO + CH_4} \% \quad (89)$$

Нефтепромысловый попутный газ ($\text{CO}_{2 \text{ макс}} - 13^0/0$; $p - 1000 \text{ ккал/нм}^3$)

$$q_3 = \frac{40\text{CO} + 30\text{H}_2 + 110\text{CH}_4}{\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4} \text{ } 0/0. \quad (90)$$

Сжиженный газ ($\text{CO}_{2 \text{ макс}} - 14^0/0$; $p - 1000 \text{ ккал/нм}^3$)

$$q_3 = \frac{42\text{CO} + 35\text{H}_2 + 120\text{CH}_4}{\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4} \text{ } 0/0. \quad (91)$$

Коксовый газ ($\text{RO}_{2 \text{ макс}} - 10,4^0/0$; $p - 1090 \text{ ккал/нм}^3$)

$$q_3 = \frac{30\text{CO} + 25\text{H}_2 + 80\text{CH}_4}{\text{RO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4} \text{ } 0/0. \quad (92)$$

Доменный газ ($\text{RO}_{2 \text{ макс}} - 24,5^0/0$; $p - 620 \text{ ккал/нм}^3$)

$$q_3 = \frac{120\text{CO}}{\text{RO}_2 + \text{CO}} \text{ } 0/0. \quad (93)$$

Б. Жидкое топливо

Бензин ($\text{CO}_{2 \text{ макс}} - 14,8^0/0$; $p - 980 \text{ ккал/нм}^3$)

$$q_3 = \frac{45\text{CO} + 40\text{H}_2 + 130\text{CH}_4}{\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4} \text{ } 0/0. \quad (94)$$

Керосин ($\text{CO}_{2 \text{ макс}} - 15,2^0/0$; $p - 980 \text{ ккал/нм}^3$)

$$q_3 = \frac{47\text{CO} + 40\text{H}_2 + 130\text{CH}_4}{\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4} \text{ } 0/0. \quad (95)$$

Дизельное автотракторное топливо ($\text{CO}_{2 \text{ макс}} - 15,4^0/0$; $p - 975 \text{ ккал/нм}^3$)

$$q_3 = \frac{47,5\text{CO} + 41\text{H}_2 + 135\text{CH}_4}{\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4} \text{ } 0/0. \quad (96)$$

Соляровое масло ($\text{CO}_{2 \text{ макс}} - 15,6^0/0$; $p - 975 \text{ ккал/нм}^3$)

$$q_3 = \frac{48\text{CO} + 41\text{H}_2 + 135\text{CH}_4}{\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4} \text{ } 0/0. \quad (97)$$

Мазут легкий ($\text{RO}_{2 \text{ макс}} - 16,0^0/0$; $p - 970 \text{ ккал/нм}^3$)

$$q_3 = \frac{50\text{CO} + 40\text{H}_2 + 140\text{CH}_4}{\text{RO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4} \text{ } 0/0. \quad (98)$$

Мазут тяжелый ($\text{RO}_{2 \text{ макс}} - 16,5^0/0$; $p - 965 \text{ ккал/нм}^3$)

$$q_3 = \frac{52\text{CO} + 45\text{H}_2 + 145\text{CH}_4}{\text{RO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4} \text{ } 0/0. \quad (99)$$

П р и м е ч а н и е. Вследствие небольшого различия в коэффициентах при CO , H_2 и CH_4 в формулах для подсчета потерь тепла вследствие химической неполноты горения керосина, дизельного топлива и солярового масла при работе на всех этих видах топлива можно пользоваться формулой (95).

В. Твердое топливо

Дрова ($\text{CO}_{2 \text{ макс}} - 20,5^0/0$; $W^p - 40^0/0$; $p - 875 \text{ ккал/нм}^3$)

$$q_3 = \frac{70\text{CO} + 60\text{H}_2 + 200\text{CH}_4}{\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4} \text{ } 0/0. \quad (100)$$

Торф кусковой ($\text{RO}_{\text{макс}} - 19,5^0/0$; $W^p - 40^0/0$; $p - 860 \text{ ккал/нм}^3$)

$$q_3 = \frac{68\text{CO} + 60\text{H}_2 + 190\text{CH}_4}{\text{RO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4} \text{ } 0/0. \quad (101)$$

Торф фрезерный ($RO_{2 \text{ макс}} - 19,5\%$; $W^p - 50\%$; $p - 830 \text{ ккал/нм}^3$)

$$q_3 + \frac{70CO + 60H_2 + 200CH_4}{RO_2 + CO + CH_4} \text{ } \circ/\circ. \quad (101a)$$

Бурый уголь ($RO_{2 \text{ макс}} - 19,5\%$; W^p до 40% ; $p - 850-900 \text{ ккал/нм}^3$)

$$q_3 = \frac{67CO + 56H_2 + 190CH_4}{RO_2 + CO + CH_4} \text{ } \circ/\circ. \quad (102)$$

(формулы для бурых углей: челябинских, канско-ачинских и подмо-
сковных рассмотрены в главе XIV, стр. 234).

Каменный уголь ($RO_{2 \text{ макс}} - 19\%$; $p - 930 \text{ ккал/нм}^3$)

$$q_3 = \frac{60CO + 50H_2 + 200CH_4}{RO_2 + CO + CH_4} \text{ } \circ/\circ. \quad (103)$$

Антрацит ($RO_{2 \text{ макс}} - 20,2\%$; $p - 915 \text{ ккал/нм}^3$)

$$q_3 = \frac{67CO}{RO_2 + CO} \text{ } \circ/\circ. \quad (104)$$

Применение приведенных выше формул для контроля процесса горения газообразного и жидкого топлива и подсчетов потерь тепла вследствие химической неполноты горения природного, нефтепромыслового, попутного и сжиженного газов, а также мазута иллюстрируется примерными подсчетами, приведенными в главах VIII—XII (стр. 196, 205, 209, 217).

Подсчеты при сжигании твердого топлива даны в главах XIII, XIV и XV.

Подсчет содержания окиси углерода в продуктах горения. Содержание окиси углерода в продуктах горения может быть определено путем газового анализа с применением ручных газоанализаторов ВТИ и др. или автоматических газоанализаторов.

Несмотря на возможность прямого определения содержания окиси углерода в продуктах сгорания, при проведении теплотехнических испытаний в ряде случаев ограничиваются определением содержания в продуктах горения CO_2' или RO_2' и O_2' и содержание в продуктах горения CO' подсчитывают по формуле

$$CO = \frac{(21 - \beta \cdot RO_2) - (RO_2 + O_2)}{0,605 + \beta}, \quad (105)$$

где β — безразмерная характеристика топлива, зависящая от состава горючей массы

$$\beta = 2,37 \frac{H - 0,126 O}{K}.$$

Следует отметить, что применение данной формулы закономерно лишь в том случае, если в продуктах горения не содержится каких-либо горючих компонентов за исключением окиси углерода. Поэтому применение формулы (105) явно необосновано для подсчета содержания CO и определения потерь тепла вследствие химической неполноты горения при сжигании топлива со значительным содержанием водорода, при неполном сгорании которого в продуктах горения может содержаться, наряду с окисью углерода, значительное количество водорода и метана.

В соответствии с этим формула (105) не может применяться для определения содержания CO и подсчета потерь тепла вследствие химической неполноты горения при сжигании мазута, керосина, бензина, природного и коксового газов и других видов топлива с высоким содержанием водорода.

При сжигании топлива с малым содержанием водорода — кокса, антрацита, тощих каменных углей, доменного и воздушного газов — под-

счет содержания СО в продуктах горения по формуле (105) закономерен, однако для ее применения необходимо располагать данными об элементарном составе топлива, на основе которых определяется величина β , или пользоваться табулированными средними значениями величины β для различных видов топлива.

Однако в тех случаях, когда подсчет содержания окиси углерода в продуктах горения по формуле (105) закономерен, т. е. когда в продуктах горения содержится из горючих компонентов только СО, можно подсчитать содержание окиси углерода в продуктах горения по содержанию в них CO_2 и O_2 , не прибегая к определению элементарного состава топлива и подсчету характеристики топлива β .

При содержании в продуктах горения из горючих компонентов только окиси углерода сухие продукты горения состоят из CO'_2 (или RO_2), CO' , O_2 и N_2 .

Для продуктов горения данного состава в соответствии с формулой (43)

$$\text{CO}_{2 \text{ макс}} = \frac{(\text{CO}'_2 + \text{CO}') \cdot 100}{100 - 4,76 (\text{O}_2 + 0,4 \cdot \text{CO}') \cdot}$$

Отсюда следует возможность определения содержания СО в продуктах неполного горения по формуле

$$\text{CO}' = \frac{100 (\text{CO}_{2 \text{ макс}} - \text{CO}'_2) - 4,76 \text{CO}_{2 \text{ макс}} \cdot \text{O}_2}{100 - 4,76 \cdot 0,4 \text{CO}_{2 \text{ макс}}} \quad (106)$$

Следовательно, для определения содержания окиси углерода в продуктах неполного горения достаточно располагать данными по составу продуктов полного сгорания данного топлива путем сжигания топлива в лабораторных условиях или в топке с огнеупорной дожигательной насадкой.

На основе данных по составу продуктов полного сгорания топлива по формуле (41) определяется значение величины $\text{CO}_{2 \text{ макс}}$ или $\text{RO}_{2 \text{ макс}}$

$$\text{CO}_{2 \text{ макс}} = \frac{\text{CO}'_2 \cdot 100}{100 - 4,76 \text{O}'_2 \cdot}$$

Располагая значением $\text{CO}_{2 \text{ макс}}$ и данными по содержанию в продуктах неполного сгорания CO'_2 и O_2 , можно подсчитать содержание в продуктах неполного горения СО и потери тепла вследствие химической неполноты горения.

Приводимый ниже примерный подсчет иллюстрирует применение формул (41) и (106) для определения содержания окиси углерода в продуктах неполного горения.

При сжигании антрацита получены продукты горения следующего состава:

- | | |
|---|--|
| 1. RO_2 — 14 ⁰ / ₀ | O_2 — 5 ⁰ / ₀ |
| 2. RO_2 — 15 ⁰ / ₀ | O_2 — 4 ⁰ / ₀ |
| 3. RO_2 — 16 ⁰ / ₀ | O_2 — 3 ⁰ / ₀ |
| 4. RO_2 — 14 ⁰ / ₀ | O_2 — 5,5 ⁰ / ₀ |
| 5. RO_2 — 14 ⁰ / ₀ | O_2 — 6,0 ⁰ / ₀ |

Определить содержание СО в продуктах горения и подсчитать потери тепла вследствие химической неполноты горения. Состав продуктов полного сгорания RO_2 — 12%; O_2 — 8,5%.

1) Определяем величину $\text{RO}_{2 \text{ макс}}$ по составу продуктов полного сгорания по формуле (41)

$$\text{RO}_{2 \text{ макс}} = \frac{\text{RO}'_2 \cdot 100}{100 - 4,76 \text{O}'_2} = \frac{12 \cdot 100}{100 - 4,76 \cdot 8,5} = 20,2\%$$

2) Подсчитываем содержание окиси углерода в продуктах горения по формуле (106)

$$CO' = \frac{100 (RO_2 \text{ макс} - RO_2') - 4,76 RO_2 \text{ макс} O_2}{100 - 4,76 \cdot 0,4 \cdot RO_2 \text{ макс}}.$$

$$1. CO = \frac{100 (20,2 - 14) - 4,76 \cdot 20,2 \cdot 5}{100 - 4,76 \cdot 0,4 \cdot 20,2} = 2,3\%;$$

$$2. CO = \frac{100 (20,2 - 15) - 4,76 \cdot 20,2 \cdot 4}{100 - 4,76 \cdot 0,4 \cdot 20,2} = 2,2\%;$$

$$3. CO = \frac{100 (20,2 - 16) - 4,76 \cdot 20,2 \cdot 3}{100 - 4,76 \cdot 0,4 \cdot 20,2} = 2,2\%;$$

$$4. CO = \frac{100 (20,2 - 14) - 4,76 \cdot 20,2 \cdot 5,5}{100 - 4,76 \cdot 0,4 \cdot 20,2} = 1,5\%;$$

$$5. CO = \frac{100 (20,2 - 14) - 4,76 \cdot 20,2 \cdot 6}{100 - 4,76 \cdot 0,4 \cdot 20,2} = 0,7\%.$$

3) Определяем значение величины h по формуле

$$h = \frac{RO_2 \text{ макс}}{RO_2' + CO'}.$$

$$1. h = \frac{20,2}{14 + 2,3} = 1,24;$$

$$2. h = \frac{20,2}{15 + 2,2} = 1,17;$$

$$3. h = \frac{20,2}{16 + 2,2} = 1,11;$$

$$4. h = \frac{20,2}{14 + 1,5} = 1,29;$$

$$5. h = \frac{20,2}{14 + 1,7} = 1,37.$$

4) Подсчитываем потери тепла вследствие химической неполноты горения по формуле (87)

$$q_3 = \frac{30,2 \cdot CO \cdot h \cdot 100}{p}.$$

Принимая значение p для антрацита равным 915 ккал/м^3 в соответствии с данными табл. 126 (гл. XV), получаем следующие значения (в %) потерь тепла вследствие химической неполноты горения:

$$1. q_3 = \frac{30,2 \cdot 2,3 \cdot 1,24 \cdot 100}{915} = 9,4;$$

$$2. q_3 = \frac{30,2 \cdot 2,2 \cdot 1,17 \cdot 100}{915} = 8,5;$$

$$3. q_3 = \frac{30,2 \cdot 2,2 \cdot 1,11 \cdot 100}{915} = 8,0;$$

$$4. q_3 = \frac{30,2 \cdot 1,5 \cdot 1,29 \cdot 100}{915} = 6,4;$$

$$5. q_3 = \frac{30,2 \cdot 0,7 \cdot 1,37 \cdot 100}{915} = 3,2.$$

Формулу (106) можно представить также в следующем виде:

$$\text{или} \quad CO = \frac{21 (CO_2 \text{ макс} - CO_2) - CO_2 \text{ макс} \cdot O_2}{21 - 0,4 CO_2 \text{ макс}} \quad (107)$$

$$CO = \frac{21 \left(1 - \frac{CO_2}{CO_2 \text{ макс}} \right) - O_2}{\frac{21}{CO_2 \text{ макс}} - 0,4} \quad (108)$$

Значение величин $RO_{2\text{макс}}$ и a^* для некоторых видов топлива

Наименование топлива	$RO_{2\text{макс}}$ %	a	Наименование топлива	$RO_{2\text{макс}}$ %	a
Коксовый газ	10,5	2,00	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

* $a = 21 : RO_{2\text{макс}}$.

Подсчет по формуле (91) можно упростить, заменяя $\frac{21}{CO_{2\text{макс}}}$ заранее подсчитанной величиной — a , значения которой для различных видов топлива приведены в табл. 75. Тогда

$$CO = \frac{21 \left(1 - \frac{CO_2}{CO_{2\text{макс}}} \right) - O_2}{a - 0,4} \quad (109)$$

или

$$CO = \frac{21 - a CO_2 - O_2}{a - 0,4}. \quad (110)$$

Подставляя в формулу (110) значение $CO_{2\text{макс}}$ для определенных видов топлива получаем формулы, по которым легко подсчитать содержание CO в продуктах неполного горения по содержанию в них CO_2 и O_2 , не прибегая к величине β .

Приводим указанные формулы для различных видов топлива, при неполном сгорании которых не образуется водорода и углеводородов: для антрацита

$$CO = \frac{21 - 1,04 CO_2 - O_2}{0,64}; \quad (111)$$

для кокса

$$CO = \frac{21 - 1,02 CO_2 - O_2}{0,62}; \quad (112)$$

для каменного угля

$$CO = \frac{21 - 1,12 CO_2 - O_2}{0,72}; \quad (113)$$

для смешанного генераторного газа

$$CO = \frac{21 - 1,05 CO_2 - O_2}{0,65}; \quad (114)$$

для доменного газа

$$CO = \frac{21 - 0,86 CO_2 - O_2}{0,46}. \quad (115)$$

При содержании серы в топливе вместо CO_2 вводится RO_2 . Для топлива, в продуктах сгорания которого наряду с CO могут содержаться H_2 и CH_4 , подсчет CO по формулам, включающим величину β , или по формуле (110) дает одинаковую погрешность.

При работе на пылевидном топливе потери тепла вследствие механической неполноты горения обусловлены главным образом уносом, т. е. наличием в дымовых газах частиц несгоревшего топлива.

Потери тепла с уносом можно подсчитать по довольно сложным методам, основанным на составлении золowego баланса, т. е. распределения золы топлива между уносом и провалом и определении содержания горючего в золе. Это связано с рядом замеров, необходимых для составления материального баланса золы.

Более простой способ определения потерь тепла с уносом заключается в определении количества уноса на 1 нм^3 продуктов горения и теплотворной способности уноса. На основе этих данных и величины p можно подсчитать потери тепла с уносом, аналогично тому как подсчитывают потери тепла вследствие химической неполноты горения по упрощенной методике:

$$q_{yn} = B \cdot Q \cdot h \cdot 100 : p^0_0, \quad (116)$$

где

q_{yn} — потери тепла с уносом в процентах к потенциальному теплу топлива;

B — содержание твердой фазы в продуктах горения кг/нм^3 сухих газов;

Q — низшая теплотворная способность твердых частиц, содержащихся в продуктах горения, ккал/кг ;

h — коэффициент разбавления сухих продуктов горения воздухом;

p — максимальное теплосодержание сухих продуктов горения, ккал/нм^3 (значения величины p для различных видов топлива приведены в табл. 178, стр. 367).

†

УПРОЩЕННЫЕ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ПРИ СЖИГАНИИ ОДНОГО ВИДА ТОПЛИВА

МЕТОДИКА РАСЧЕТА

Формулы (72), (74), (75), приведенные в гл. III, можно применить для подсчета располагаемого тепла продуктов горения любого вида топлива и определения потерь тепла с уходящими газами.

В указанные формулы входят жаропроизводительность $t'_{\text{макс}}$, коэффициент разбавления сухих продуктов горения h , подсчитанный по отношению величины $\text{CO}_{2\text{ макс}}$ к сумме углеродсодержащих компонентов продуктов горения $h = \text{CO}_{2\text{ макс}} : (\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4)$, отношение объемов сухих и влажных продуктов горения B .

$t'_{\text{макс}}$, $\text{CO}_{2\text{ макс}}$ (или $\text{RO}_{2\text{ макс}}$) и B берут по таблицам теплотехнических характеристик топлива.

В целях дальнейшего упрощения расчетов можно получить, подставив в формулы для подсчета располагаемого тепла продуктов горения и потерь тепла с уходящими газами вместо $t'_{\text{макс}}$, $\text{CO}_{2\text{ макс}}$ и B их значения для определенного вида топлива, более простые формулы, спра-

Значение коэффициентов a и b в формуле (117)

Темпе- рату- ра, °C	Наименование твердого топлива															
	Антрацит		Каменный уголь		Бурые угли				Торф				Дрова		Сланцы эстонские	
					1-я группа		2-я группа		кусовой		фрезерный					
	а	б/	а	б	а	б	а	б	а	б	а	б	а	б	а	б
100	3,8	3,4	4,0	3,4	4,3	3,6	4,8	3,7	5,1	3,7	5,6	3,8	5,1	3,7	4,6	3,6
200	3,9	3,4	4,0	3,4	4,4	3,6	4,8	3,7	5,2	3,7	5,7	3,8	5,2	3,7	4,6	3,6
300	3,9	3,5	4,1	3,5	4,5	3,6	4,9	3,8	5,3	3,8	5,8	3,9	5,3	3,8	4,7	3,7
400	4,0	3,5	4,2	3,5	4,6	3,7	5,0	3,8	5,3	3,8	5,9	3,9	5,3	3,8	4,8	3,7
500	4,0	3,6	4,2	3,6	4,6	3,7	5,0	3,9	5,4	3,9	6,0	4,0	5,4	3,9	4,8	3,8
600	4,1	3,6	4,3	3,6	4,7	3,8	5,1	3,9	5,5	3,9	6,1	4,0	5,5	3,9	4,9	3,8
700	4,1	3,7	4,3	3,7	4,8	3,8	5,2	4,0	5,6	4,0	6,1	4,1	5,6	4,0	5,0	3,9
800	4,2	3,7	4,4	3,7	4,8	3,9	5,3	4,0	5,6	4,0	6,2	4,1	5,6	4,0	5,0	3,9
900	4,2	3,7	4,4	3,7	4,9	3,9	5,3	4,1	5,7	4,1	6,3	4,2	5,7	4,1	5,1	4,0
1000	4,3	3,8	4,5	3,8	4,9	4,0	5,4	4,1	5,8	4,1	6,4	4,2	5,8	4,1	5,2	4,0
1100	4,3	3,8	4,5	3,8	5,0	4,0	5,5	4,1	5,9	4,1	6,5	4,2	5,9	4,1	5,2	4,0
1200	4,3	3,8	4,6	3,8	5,0	4,0	5,5	4,2	5,9	4,2	6,5	4,3	5,9	4,1	5,3	4,1
1300	4,4	3,8	4,6	3,8	5,1	4,0	5,6	4,2	6,0	4,2	6,6	4,3	6,0	4,2	5,3	4,1
1400	4,5	3,9	4,7	3,9	5,1	4,1	5,6	4,2	6,0	4,2	6,6	4,3	6,0	4,2	5,4	4,1
1500	4,5	3,9	4,7	3,9	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

ведливые, однако, только для одного определенного вида топлива, например, для природного газа, мазута или каменного угля.

При этом формулы будут тем более точны, чем меньше колебания в жаропроизводительности, $CO_2_{\text{макс}}$ и величине B у данного вида топлива.

Далее в формулы (72), (74), (75) входят коэффициенты C' и K , возрастающие с повышением температуры продуктов горения.

Для облегчения вычислений можно ввести в формулы для подсчета располагаемого тепла продуктов горения и потерь тепла с уходящими газами также численные значения коэффициентов C' и K для определенных температур продуктов горения.

При подстановке в формулу (74)

$$q_2 = \frac{t_{y.r} - t_b}{t'_{\text{макс}}} [C' + (h - 1) K \cdot B] 100\%$$

численных величин $t'_{\text{макс}}$, B , C' и K формула приобретает следующий вид:

$$q_2 = 0,01 (t_{y.r} - t_b) [a + (h - 1) b] \% \quad (117)$$

Значения величин a и b для антрацита, каменного угля, бурых углей, кускового и фрезерного торфа, сланцев и дров, а также для мазута, моторного топлива, скинченного, нефтеспромыслового, природного, коксового, генераторного и доменного газов приведены в табл. 76.

В табл. 76 к первой группе бурых углей отнесены угли с жаропроизводительностью выше $1800^\circ C$ и приведенной влажностью ($W^p : Q_u^p$) до 10%: Арабагарские, Артемовские, Ахалцисские, Гелати, Гусино-Озерские, Канские, Карагандинские, Кизил-Кийские, Коломыйские, Ленгерские, Сулюктинские, Тавричанские, Тарбагатайские, Челябинские, Черновские, Шурабские и др. Содержание влаги в рабочем топливе от 10 до 33%.

Таблица 76

для различных видов топлива

Темпе- рату- ра, °С	Наименование жидкого и газообразного топлива															
	Мазут и моторное топливо		Газ сжи- женный		Газ неф- тепромыс- ловый		Газ природный		Газ коксовый		Газ генераторный				Доменный газ	
											из битуми- нозного топлива		из тощего топлива			
	а	б	а	б	а	б	а	б	а	б	а	б	а	б	а	б
100	3,9	3,3	3,9	3,2	4,0	3,1	4,1	3,1	3,9	2,9	4,8	4,1	5,0	4,4	5,7	5,2
200	3,9	3,3	4,0	3,2	4,0	3,1	4,1	3,1	4,0	2,9	4,8	4,1	5,1	4,4	5,8	5,3
300	4,0	3,3	4,1	3,2	4,1	3,2	4,1	3,2	4,0	3,0	4,9	4,2	5,2	4,4	5,9	5,4
400	4,1	3,4	4,1	3,3	4,2	3,2	4,2	3,2	4,1	3,0	5,0	4,2	5,3	4,5	6,0	5,5
500	4,1	3,4	4,2	3,3	4,2	3,3	4,3	3,3	4,2	3,0	5,0	4,3	5,4	4,5	6,1	5,5
600	4,2	3,4	4,2	3,3	4,3	3,3	4,3	3,3	4,2	3,1	5,1	4,3	5,5	4,6	6,2	5,6
700	4,3	3,5	4,3	3,4	4,4	3,4	4,4	3,3	4,3	3,1	5,2	4,4	5,5	4,6	6,3	5,7
800	4,3	3,5	4,3	3,4	4,4	3,4	4,5	3,3	4,3	3,1	5,3	4,4	5,6	4,6	6,4	5,7
900	4,4	3,6	4,4	3,4	4,5	3,4	4,5	3,4	4,4	3,1	5,3	4,5	5,6	4,7	6,4	5,8
1000	4,4	3,6	4,4	3,5	4,5	3,4	4,6	3,4	4,5	3,2	5,4	4,5	5,7	4,8	6,5	5,9
1100	4,4	3,6	4,5	3,5	4,6	3,5	4,6	3,5	4,5	3,2	5,5	4,5	5,8	4,8	6,6	5,9
1200	4,5	3,6	4,5	3,5	4,6	3,5	4,7	3,5	4,5	3,2	5,5	4,6	5,8	4,9	6,6	6,0
1300	4,5	3,7	4,6	3,6	4,6	3,5	4,7	3,5	4,6	3,2	5,6	4,6	5,9	4,9	6,7	6,0
1400	4,6	3,7	4,6	3,6	4,7	3,6	4,8	3,5	4,6	3,3	5,6	4,7	5,9	4,9	6,8	6,0
1500	4,6	3,7	4,7	3,6	4,8	3,6	4,8	3,6	4,7	3,3	—	—	—	—	—	—

Ко второй группе отнесены бурые угли с жаропроизводительностью 1600—1800° С и приведенной влажностью от 10 до 15%: Ангренские, Богословские, Золочевские, Кивдинские, Подмосковные, Райчихинские и др. Содержание влаги в рабочем топливе от 33 до 40%.

Угли третьей группы с жаропроизводительностью ниже 1600° С и с приведенной влажностью выше 20% (Александровские, Бабаевские, Звенигородские, Коростышевские, Мукачевские) не включены в таблицу.

Торф кусковой — W^p около 40%; торф фрезерный — W^p около 50%.
Дрова — W^p около 40%.

Подсчет потерь тепла с уходящими газами при сжигании дизельного топлива. Состав продуктов горения CO_2 5,02; O_2 14,20; N_2 80,78%. Температура уходящих газов 222° С, температура воздуха 22° С. $\text{CO}_{2 \text{ макс}}$ дизельного топлива 15,6%.

1. Подсчитываем коэффициент разбавления сухих продуктов горения

$$h = \frac{\text{CO}_{2 \text{ макс}}}{\text{CO}_2} = \frac{15,6}{5,02} = 3,1.$$

2. Подсчитываем потери тепла с уходящими газами при температуре около 200° С по табл. 79 ($a=3,9$; $b=3,3$)

$$q_2 = 0,01 (222 - 22) \cdot (3,9 + 2,1 \cdot 3,3) = 21,6\%.$$

При подсчете по формуле (74, стр. 181) получаем, что потери тепла с уходящими газами равны 21,3%, следовательно, результаты подсчетов по двум формулам достаточно близки.

Для важнейших видов топлива (природного газа, мазута, каменного угля, антрацита и др.) подсчитаны отношения $\text{CO}_{2 \text{ макс}}$ к сумме углеродсодержащих компонентов, т. е. величина h для различных составов продуктов горения.

Обозначая в формуле (117) $[a + (h - 1)b]$ через Z , получаем следующую формулу для подсчета располагаемого тепла продуктов горения [см. формулы (119) и (120) на стр. 190]:

$$q_{y.r} = 0,01 t_{y.r} \cdot Z\%$$

или

$$q_2 = 0,01 (t_{y.r} - t_n) Z\%.$$

Значение величины Z для некоторых видов топлива приведено в табл. 83, 91, 94, 99, 100, 104, 108, 109, 115—121, 129—131.

Применение указанных формул для подсчета располагаемого тепла продуктов горения различных видов газообразного жидкого и твердого топлива дано в главах VIII—XV (стр. 183—235).

УПРОЩЕННЫЕ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ПРИ СЖИГАНИИ ПРИРОДНОГО ГАЗА

СОСТАВ И ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ

Состав природных газов основных месторождений СССР указан в табл. 77.

В табл. 78 приведены теплотехнические характеристики природных газов некоторых месторождений. Состав природных газов, теплотехнические характеристики которых даны в табл. 78, указан в табл. 79.

Из рассмотрения табл. 78 видно, что различия в теплотворной способности некоторых природных газов довольно значительны. Так, колебания в теплотворной способности природных газов различных горизонтов Ставропольского месторождения достигают 900 ккал/м^3 , т. е. около 10%.

Различие в теплотворной способности дашавского и шебелинского природных газов, добываемых на Украине, около 600 ккал/м^3 , т. е. около 7%.

Однако поскольку с увеличением теплотворной способности природных газов почти в такой же степени возрастают объемы воздуха, необходимого для сгорания газа и образующихся продуктов горения, теплосодержание одного нормального кубометра продуктов горения и жаропроизводительность природных газов основных месторождений СССР испытывают весьма малые колебания.

Так, жаропроизводительность природных газов, приведенных в табл. 78 и 79, колеблется в пределах от 2030 до 2040°C , а теплосодержание нормального кубометра продуктов горения 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 горения позволяет значительно упростить и удешевить теплотехнические испытания, проводимые с целью установления потерь тепла и определения эффективности использования природного газа.

Важно отметить, что теплотворная способность, отнесенная к единице объема продуктов горения в стехиометрическом объеме воздуха, а также обусловленные этой величиной жаропроизводительность, калориметрическая и теоретическая температуры горения газов, а также соотношение объемов сухих и влажных продуктов горения природных газов, практически однозначно определяются аналогичными характеристиками метана.

Указанное положение иллюстрируют данные, приведенные в табл. 80.

Примерный состав сухих природных газов различных месторождений СССР (в объемн. %) [56]

Наименование месторождения	Метан	Этан	Пропан	Бутан	Более тяжелые углеводо- роды	Двуокись углерода	Сероводо- род	Азот	Относи- тельный вес (по от- ношению к воздуху)	Низшая теплотвор- ная способ- ность, ккал/м ³
Курдюмовское, Саратовской области . . .	92,2	0,8	—	1,0	—	—	—	6,0	0,59	8200
Бугурусланское	77,8	4,4	1,7	0,8	0,6	0,2	1,0	13,5	0,69	8150
Южно-Дагестанское	86,5	3,0	0,9	0,1	—	7,3	—	2,2	0,65	8100
Мелитопольское	98,0	—	—	—	—	0,2	—	1,8	0,57	8450
Ухтинское	88,0	1,9	0,2	0,3	—	0,3	—	9,3	0,61	7550
Тульское, Краснодарского края	97,8	0,4	—	0,3	—	0,2	Следы	1,3	0,58	8500
Мельниково, Саратовской области:										
западное поле	55,0	—	—	—	—	0,2	»	44,8	0,72	4750
восточное поле	88,0	0,2	—	—	—	0,1	»	11,7	0,62	7500
Ставрополь Кавказский:										
северное поле	97,7	—	—	—	—	0,7	—	1,6	0,57	8400
южное поле	60,0	—	—	—	—	—	—	40,0	0,70	5200
Меловые горы (Новоросийск)	94,4	—	—	—	—	0,6	—	5,0	0,58	8350
Калуш (Зап. Украина)	95,7	—	—	—	—	0,1	—	4,2	0,58	8200
Косов (Зап. Украина)	75,7	21,3	1,4	1,6	—	—	—	—	0,68	10200
Опары (Зап. Украина)	89,0	9,1	—	1,9	—	—	—	—	0,62	9450

Примечание. Состав и теплотехнические характеристики дашаевского и шебелинского природных газов (УССР) и еланского газа (Саратовская область) приведены в табл. 78 и 79. Данные по бухарскому природному газу приведены на стр. 187.

Теплотехнические характеристики некоторых природных газов

Месторождение	Горизонт	Теплотворная способность $Q_{п}^{\text{н, ккал/м}^3}$	Теплотехнический объем воз- духа $V_{\text{в}}$, $\text{м}^3/\text{м}^3$	Теплотехнический объем сухих продуктов горения $V_{\text{с, т.}}$, $\text{м}^3/\text{м}^3$	Теплотехнический объем влаж- ных продуктов горения $V_{\text{в, ккал/м}^3}$	Отношение объемов сухих и влажных продуктов го- рения B	Теплотворная способность, отношенная к 1 м^3 сухих продуктов горения, B , ккал/м^3	Теплотворная способность, отношенная к 1 м^3 влаж- ных продуктов горения, B , ккал/м^3	Диспропорционность при сжигании в абсолют- но сухом воздухе $t_{\text{макс}}$, $^{\circ}\text{C}$	Диспропорционность при сжигании в воздухе, при соотношении 10% влаги, (по весу) $t_{\text{макс}}$, $^{\circ}\text{C}$	NO_x макс, горения, % сухих продуктов
Ставропольское	Хадумский	8530	9,5	8,5	10,5	0,81	1000	815	2040	2010	11,8
Ставропольское	Зеленая свита	9400	10,4	9,4	11,5	0,82	1000	815	2040	2010	12,2
Волгоградское	Верейский	8530	9,5	8,5	10,5	0,81	1000	815	2040	2010	11,8
Еланское (Саратовская обл.)	Верейский	8440	9,4	8,4	10,4	0,81	1000	810	2030	2000	11,8
Стеновое (Саратовская обл.)	Девон	9030	10,0	9,0	11,1	0,81	1000	815	2040	2010	12,0
Бутурусланское	—	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	2010	11,8
Шебелинское (УССР)	—	9130	10,1	9,1	11,2	0,81	1000	815	2040	2010	12,0
Средние значения	—		9,5	8,5	10,5	0,81	1000	815	2040	2010	11,8

Средний состав некоторых природных газов [57]

Месторождение	Горизонт	Состав газа, %								Q_H , ккал/м ³	Удельный вес по воздуху
		CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	CO ₂	N ₂	H ₂ S		
Ставропольское . .	Хадумский	98,7	0,35	0,12	0,06	—	0,1	0,67	—	8530	0,56
Ставропольское . .	Зеленая свита	85,0	4,4	2,4	1,8	1,3	0,1	5,0	—	9400	0,67
Волгоградское . . .	Верейский	98,5	0,5	0,1	—	—	—	0,9	—	8530	0,56
Елпанское (Сара- товской обл.) . . .	Верейский	94,0	1,8	0,4	0,1	0,1	0,1	3,5	—	8440	0,59
Степновское (Сара- товской обл.) . . .	Девон	95,1	2,3	0,7	0,4	0,8	0,2	0,5	—	9030	0,60
Бугурусланское . .	—	81,7	5,0	2,0	1,2	0,6	0,4	8,5	0,6	8770	0,66
Дашавское (УССР)	—	98,3	0,3	0,12	0,15	—	0,1	1,03	—	8520	0,56
Шебелинское (УССР)	—	93,5	4,0	1,0	0,5	0,5	0,1	0,4	—	9130	0,61

Т а б л и ц а 80

Соотношение теплотехнических характеристик природного газа и метана

Теплотехническая характеристика газа	Метан	Природный газ					
		елпан- ский	дашав- ский (УССР)	ставро- поль- ский	бухар- ский	степ- новский	шебелин- ский (УССР)
Теплота сгорания Q_H , ккал/м ³	8558	8440	8520	8530	8730	9030	9130
Теплота сгорания, %	100	98	100	100	102	105	107
Жаропроизводительность, $t_{\max}$, °C	2043	2030	2040	2040	2040	2040	2040
Жаропроизводительность, % . .	100	99,5	100	100	100	100	100
Теплота сгорания, отнесенная к 1 м ³ сухих продуктов го- рения, p , ккал/м ³	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Отношение объемов сухих и влажных продуктов горения B	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81
CO ₂ max, %	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	11,8	12,0

Объем сухих продуктов горения, получаемый при сжигании газооб-
разного топлива, можно подсчитать по формуле (19, стр. 15).

При сжигании природного газа эту формулу можно свести к простому
выражению

$$V_{с.г.} = 100 : (CO_2 + CO + CH_4) \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

(118)

Объем водяного пара, образующийся при сгорании природного газа,
можно подсчитать (в %) по отношению к объему сухих продуктов горе-
ния по формуле

$$H_2O = 2 (CO_2 + CO) - H_2,$$

(118a)

где CO₂, CO, H₂ — содержание двуокиси углерода, окиси углерода и
водорода в сухих продуктах горения (в %) по данным газового анализа.

СОСТАВ И ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ БУХАРСКОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА

Бухарский природный газ широко используют в республиках Средней Азии. По мощным газопроводам бухарский газ поступает на Урал. Намечается использование среднеазиатского природного газа и в других районах страны.

Для проектирования перевода теплоиспользующих установок на природный газ и контроля эффективности использования газа необходимо располагать данными о его составе и теплотехнических характеристиках. Ниже приводятся основные расчетные характеристики бухарского природного газа. По данным технического управления Государственного производственного Комитета по газовой промышленности СССР можно принять следующий его состав (в % объемн.).

CH ₄	97,0	C ₄ H ₁₀	0,2
C ₂ H ₆	2,0	N ₂	0,4
C ₃ H ₈	0,3	CO ₂	0,1
100,0			

Низшая теплота сгорания газа Q_n , т. е. количество тепла, выделяемое при полном сгорании углерода в двуокись углерода и водорода в водяной пар, равна 8730 ккал/нм³. Таким образом 1 нм³ бухарского природного газа соответствует ~1,25 кг условного топлива с низшей теплотой сгорания 7000 ккал/кг. Высшая теплота сгорания, определяемая с учетом сгорания водорода в воду, равна 9670 ккал/нм³.

Отношение высшей теплоты сгорания к низшей: $Q_v : Q_n = 1,11$.

При охлаждении продуктов сгорания до температуры порядка 30—35° и конденсации около 75% водяного пара, образующегося при сгорании водорода, истинный коэффициент полезного действия, подсчитанный по высшей теплоте сгорания газа, можно довести до 95%. В этих условиях в и д и м ы й или к а ж у щ и й с я к. п. д., подсчитанный с помощью применяемой методики по отношению к низшей теплоте сгорания газа, может превысить 100%

$$95 \cdot 1,11 = 105\%.$$

Для сгорания 1 нм³ газа требуется 2,04 нм³ кислорода и 9,70 нм³ воздуха.

При полном сгорании 1 нм³ газа в стехиометрическом объеме сухого воздуха образуются следующие продукты сгорания: CO₂ — 1,03 нм³; H₂O — 2,02 нм³; N₂ — 7,67 нм³.

С учетом содержания в воздухе около 1% влаги по весу, как это принято в теплотехнических расчетах, объем водяного пара, образующийся при сгорании 1 нм³ газа в стехиометрическом объеме воздуха, возрастает примерно на 0,15 нм³. Ниже приведены объем и состав продуктов сгорания [69].

Сухие продукты горения $V_{с.г.}$:

	нм ³	%
CO ₂	1,03	11,8
N ₂	7,67	88,2
8,70		100,0

Влажные продукты горения $V_{в.г.}$ (без учета содержания влаги в воздухе):

	нм ³	%
CO ₂	1,03	9,6
N ₂	7,67	71,6
H ₂ O	2,02	18,8
10,72		100,0

Влажные продукты горения V_2 (с учетом содержания в воздухе $\sim 1\%$ влаги по весу):

	н.м. ³	%
CO ₂	1,03	9,5
N ₂	7,67	70,5
H ₂ O	2,17	20,0
	10,87	100,0

Отношение объемов сухих и влажных продуктов горения:

$$\begin{aligned} B &= V_{c. r} : V_{b. r} = 0,81; \\ B' &= V_{c. r} : V_{\Sigma} = 0,80. \end{aligned}$$

Максимальное теплосодержание сухих продуктов горения (p) при температуре газа и воздуха 0°C , или низшая теплота сгорания, отнесенная к 1 н.м.^3 продуктов горения в стехиометрическом объеме воздуха, равно 1005 ккал/н.м.^3 , или округленно 1000 ккал/н.м.^3 .

Максимальное теплосодержание влажных продуктов горения без учета содержания влаги в воздухе (R) равно 815 ккал/н.м.^3 , а с учетом содержания в воздухе около 1% влаги (R') 803 ккал/н.м.^3 .

Максимальная температура горения, развиваемая при полном сгорании газа в стехиометрическом объеме сухого воздуха, или жаропроизводительность ($t_{\text{макс}}$) равна 2040°C при исходной температуре воздуха и газа 0°C . При содержании в воздухе 1% влаги жаропроизводительность ($t'_{\text{макс}}$) равна 2010°C .

Теоретическая температура горения, подсчитанная с учетом диссоциации в условиях высокой температуры CO₂ и H₂O, равна 1950° , а с учетом содержания в воздухе 1% влаги по весу — 1920° (см. табл. 81). CO_{2 макс} бухарского газа $11,8\%$.

Состав продуктов горения и калориметрическая температура горения

Правильность определения состава продуктов полного сгорания природного газа можно контролировать посредством табл. 81. Каждому содержанию CO₂ в продуктах полного сгорания, указанному в первой графе таблицы, соответствует строго определенное содержание O₂, приведенное во второй графе. Если в процессе газового анализа продуктов полного сгорания при данном содержании CO₂ получено значение O₂, существенно отличное от приведенного в табл. 81, анализ следует повторить.

При содержании в продуктах горения CO и CH₄ менее $0,1 \text{ CO}_2$ величину h можно установить по табл. 81. При большем содержании CO + CH₄ коэффициент h следует подсчитать по формулу

$$h = 11,8\frac{1}{2} : (\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4).$$

В четвертой графе табл. 81 приведено значение коэффициента разбавления сухих продуктов горения воздухом h , а в пятой графе коэффициента избытка воздуха α . Величина α несколько меньше значения h , так как объем воздуха, необходимый для горения природного газа, больше образующегося объема сухих продуктов горения [67].

Теоретическая температура горения, подсчитанная с учетом диссоциации в условиях высокой температуры CO₂ и H₂O, равна 1950° при сжигании газа в стехиометрическом объеме сухого воздуха и при исходной температуре газа и воздуха 0°C .

**Состав и теплотехнические характеристики продуктов полного сгорания
природного газа**

Содержание, %			Коэффициент разбавления сухих продуктов горения h	Коэффициент избытка воздуха α	Температура горения	
CO ₂	O ₂	N ₂			калориметри- ческая $t'_{\text{кал}}$, °C	расчетная $t'_{\text{расч}}$, °C
11,8	0,0	88,2	1,00	1,00	2010	1920
11,6	0,4	88,0	1,02	1,02	1990	1900
11,4	0,7	87,9	1,03	1,03	1970	1880
11,2	1,1	87,7	1,05	1,05	1940	1870
11,0	1,4	87,6	1,07	1,06	1920	1960
10,8	1,8	87,4	1,09	1,08	1900	1850
10,6	2,1	87,3	1,11	1,10	1880	1840
10,4	2,5	87,1	1,13	1,12	1850	1820
10,2	2,8	87,0	1,15	1,14	1820	1790
10,0	3,2	86,8	1,18	1,16	1800	1770
9,8	3,6	86,6	1,20	1,18	1780	—
9,6	3,9	86,5	1,23	1,20	1760	—
9,4	4,2	86,4	1,25	1,22	1730	—
9,2	4,6	86,2	1,28	1,25	1700	—
9,0	5,0	86,0	1,31	1,28	1670	—
8,8	5,3	85,9	1,34	1,30	1650	—
8,6	5,7	85,7	1,37	1,33	1620	—
8,4	6,1	85,5	1,40	1,36	1600	—
8,2	6,4	85,4	1,44	1,40	1570	—
8,0	6,8	85,2	1,47	1,43	1540	—
7,8	7,1	85,1	1,51	1,46	1510	—
7,6	7,5	84,9	1,55	1,50	1470	—
7,4	7,8	84,8	1,59	1,53	1440	—
7,2	8,2	84,6	1,64	1,57	1410	—
7,0	8,5	84,5	1,68	1,61	1380	—
6,8	8,9	84,3	1,73	1,66	1350	—
6,6	9,2	84,2	1,79	1,71	1320	—
6,4	9,6	84,0	1,85	1,76	1290	—
6,2	10,0	83,8	1,90	1,82	1260	—
6,0	10,3	83,7	1,96	1,87	1230	—
5,8	10,7	83,5	2,03	1,94	1200	—
5,6	11,0	83,4	2,11	2,00	1170	—
5,4	11,4	83,2	2,18	2,07	1140	—
5,2	11,8	83,0	2,26	2,15	1100	—
5,0	12,1	82,9	2,36	2,22	1070	—
4,8	12,5	82,7	2,46	2,31	1040	—
4,6	12,8	82,6	2,56	2,41	1000	—
4,4	13,2	82,4	2,68	2,51	960	—
4,2	13,5	82,3	2,81	2,62	930	—
4,0	13,9	82,1	2,94	2,75	900	—
3,8	14,2	82,0	3,11	2,90	—	—
3,6	14,6	81,8	3,28	3,05	—	—
3,4	15,0	81,6	3,47	3,20	—	—
3,2	15,3	81,5	3,69	3,40	—	—
3,0	15,7	81,3	3,94	3,65	—	—

Таблица 81 (окончание)

Содержание, %			Коэффициент разбавления сухих продуктов горения n	Коэффициент избытка воздуха α	Температура горения	
CO ₂	O ₂	N ₂			калориметрическая $t_{\text{кал}}, ^\circ\text{C}$	расчетная $t'_{\text{расч}}, ^\circ\text{C}$
2,8	16,0	81,2	4,21	3,90	—	—
2,6	16,4	81,0	4,54	4,20	—	—
2,4	16,7	80,9	4,92	4,50	—	—
2,2	17,1	80,7	5,36	4,90	—	—
2,0	17,4	80,6	5,90	5,40	—	—
1,8	17,8	80,4	6,55	6,00	—	—
1,6	18,2	80,2	7,38	6,70	—	—
1,4	18,5	80,1	8,43	7,70	—	—
1,2	18,9	79,9	9,83	8,90	—	—
1,0	19,2	79,8	11,8	10,70	—	—

Жаропроизводительность природного газа выше жаропроизводительности торфяного генераторного газа на 300°, выше жаропроизводительности генераторного газа, получаемого при газификации тощего топлива, на 370° и на 500° выше жаропроизводительности доменного газа, однако ниже жаропроизводительности мазута и коксового газа примерно на 80°.

В табл. 81 приведена также калориметрическая температура горения $t'_{\text{кал}}$, развиваемая при полном сгорании природного газа с различным избытком воздуха.

При подсчете калориметрической температуры горения не учитывается теплота диссоциации двуокиси углерода и водяного пара, имеющая место при высокой температуре. Расчетная температура горения, определяемая с учетом диссоциации CO₂ и H₂O, содержащихся в продуктах горения, приведена в последней графе табл. 81.

При высокой температуре расчетная температура горения, подсчитываемая с учетом диссоциации продуктов горения, соответственно ниже калориметрической, определяемой без учета диссоциации CO₂ и H₂O. При температуре ниже 1800° различие между расчетной и калориметрической температурой становится весьма незначительным. Указанные температуры приведены в табл. 81 с учетом содержания в воздухе около 1% водяного пара по весу, как это принято в теплотехнических расчетах.

Калориметрическая температура горения природного газа, сжигаемого с коэффициентом расхода воздуха от 0,2 до 2, при температуре воздуха от 20 до 1200° С по данным Г. Акбаровы приведена в табл. 82 [93].

Подсчеты располагаемого тепла продуктов горения природного газа и потерь тепла с уходящими газами. Располагаемое тепло продуктов горения и потери тепла с уходящими газами можно подсчитать по формулам (119) — (122), полученным преобразованием формулы (74) и ее производных с подстановкой в них значений $t_{\text{макс}}$ CO_{2 макс} и B для природного газа (в %)

$$q_{\text{г.г}} = 0,01 t_{\text{г.г}} Z, \quad (119)$$

$$q_2 = 0,01 (t_{\text{г.г}} - t_{\text{в}}) Z, \quad (120)$$

$$q_2 = 0,01 (t_{\text{г.г}} - t_{\text{в}}) Z, \quad (121)$$

$$\Delta q = 0,01 (t_{\text{г.г}} - t'_{\text{г.г}}) Z. \quad (122)$$

Значения величины Z для природного газа в зависимости от содержания в продуктах горения углеродсодержащих компонентов CO₂, CO и CH₄, а при полноте сгорания только CO₂, приведены в табл. 83.

Калориметрическая температура горения природного газа
в зависимости от температуры подогрева воздуха для различного значения α .

Коэффициент расхода воздуха	Температура подогрева воздуха, °C												
	20	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000	1100	1200
0,2	460	500	536	590	635	690	740	775	800	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

Поясним применение формулы (120) примерными расчетами.

Подсчет 1. Продукты горения природного газа содержат 9,1% CO_2 , 0,2% CO и 0,5% CH_4 . Температура продуктов горения 300° , температура воздуха 20° . Чему равны потери тепла с уходящими газами?

Сумма CO_2 , CO и CH_4 равна 9,8%. Для этой величины при температуре уходящих газов 300° значение Z равно 4,83 (выделено в табл. 83), а 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% CO_2 . Какой процент сжигаемого газа можно сэкономить при снижении температуры продуктов горения, отводимых из печи, с 700 до 500° ?

При содержании в продуктах полного сгорания природного газа 9,0% CO_2 и температуре уходящих газов от 700 до 500° значение величины Z равно 5,40 (выделено в табл. 83). Следовательно, при снижении температуры продуктов горения с 700 до 500° экономия топлива вследствие снижения потерь тепла

$$\Delta q = 0,01 (t_1 - t_2) Z = 0,01 (700 - 500) 5,4 = 10,8\%.$$

Подсчет 3. При испытаниях парового котла, работающего на природном газе, были получены данные, приведенные в табл. 84. Приводим результаты подсчетов по упрощенной методике с применением формулы (120) и вспомогательной расчетной табл. 83, составленной для природного газа.

*1-е испытание*¹

$$q_2 = 0,01 (413 - 20) 4,28 \frac{11,8}{12,1} = 16,4\%;$$

¹ Сумма CO_2 и CO в данном случае равна 12,1%, т. е. превышает $\text{CO}_{2 \text{ макс}}$ для природного газа, равный 11,8%.

Поэтому при подсчете потерь тепла с уходящими газами по формуле (120) вводим дополнительный множитель h' , равный отношению $\text{CO}_{2 \text{ макс}}$ к сумме углеродсодержащих компонентов в продуктах горения.

Значение величины Z для природного газа

Содержание в продуктах горения $\text{CO}_2 + \text{CO} +$ $+ \text{CH}_4$	Температурный интервал продуктов горения, °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	—	—

Содержание в продуктах горения $\text{CO}_2 + \text{CO} +$ $+ \text{CH}_4$	Температурный интервал продуктов горения, °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	17,8	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	—	—	—	—	—	—	—

Примечание. Использование продуктов горения с весьма малым содержанием CO_2 возможно в сушильных установках, в которых в качестве сушильного агента применяются продукты горения природного газа, разбавленные воздухом.

Данные испытания парового котла

Величины	Номер испытания								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
CO_2 , %	8,3	10,0	10,8	10,3	8,2	9,8	9,4	8,1	9,9
CO , %	3,8	—	0,3	—	—	1,0	0,2	—	0,1
Q_2 , %	1,0	3,15	1,4	2,7	6,4	2,2	4,0	6,6	3,2
$t_{\text{г.}} \text{ за котл.}, ^\circ\text{C}$	413	419	425	407	373	333	309	271	282
$t_{\text{в.}}, ^\circ\text{C}$	20	20	20	25	25	25	25	30	30
$q_1 \text{ прям.}, \%$	68,8	74,9	73,8	74,2	75,0	81,3	80,0	82,0	80,5
$q_1 \text{ обр.}, \%$	70,0	77,8	77,9	79,0	77,1	79,8	82,3	83,4	84,5
q_2 , %	16,0	19,3	18,2	18,1	19,6	13,9	14,0	13,6	12,1
q_3 , %	11,0	0	1,0	0	0	3,3	0,7	0	0,4
q_5 , %	3,0	2,9	2,9	2,9	3,3	3,0	3,0	3,0	3,0
$\frac{Q}{V}$, тыс. ккал/м ³ час	428	353	366	371	312	290	295	311	311
D , т/час	7,5	6,9	7,1	7,3	6,0	6,2	6,2	6,2	6,4

2-е испытание

$$q_2 = 0,01 (419 - 20) 4,85 = 19,3\%;$$

3-е испытание

$$q_2 = 0,01 (425 - 20) 4,48 = 18,1\%;$$

4-е испытание

$$q_2 = 0,01 (407 - 25) 4,75 = 18,1\%;$$

5-е испытание

$$q_2 = 0,01 (373 - 25) 5,65 = 19,6\%;$$

6-е испытание

$$q_2 = 0,01 (333 - 25) 4,47 = 13,8\%;$$

7-е испытание

$$q_2 = 0,01 (309 - 25) 4,90 = 13,9\%;$$

8-е испытание

$$q_2 = 0,01 (271 - 30) 5,60 = 13,5\%;$$

9-е испытание

$$q_2 = 0,01 (282 - 30) 4,75 = 12,0\%.$$

В табл. 85 приведена сводка результатов подсчета потерь тепла с уходящими газами по упрощенной методике и по методике, принятой при проведении испытаний.

Таблица 85

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	16,4	16,0	6	13,8	13,9
2	19,3	19,3	7	13,9	14,0
3	18,1	18,1	8	13,5	13,6
4	18,1	18,1	9	12,0	12,1
5	19,6	19,6			

Подсчет потерь тепла с уходящими газами при сжигании природного газа в водогрейном котле системы Л. К. Рамзина. При испытаниях отопительного прямоточного котла системы Л. К. Рамзина на природном газе были получены следующие данные:

1-е испытание CO_2 6,3%, CO 1,14%, $t_{\text{г.г}}$ 298°, $t_{\text{в}}$ 20°;

2-е испытание CO_2 6,8%, CO 1,0%, $t_{\text{г.г}}$ 264°, $t_{\text{в}}$ 20°;

3-е испытание CO_2 7,6%, CO 0,99%, $t_{\text{г.г}}$ 250°, $t_{\text{в}}$ 20°;

4-е испытание CO_2 7,5%, CO 0,95%, $t_{\text{г.г}}$ 219°, $t_{\text{в}}$ 20°.

Подсчет по упрощенной методике с применением формулы (74) дает следующие результаты:

1-е испытание

$$h = \frac{\text{CO}_2 \text{ макс}}{\text{CO}_2 + \text{CO}} = \frac{11,8}{6,3 + 1,14} = 1,58,$$

$$q_2 = \frac{278 \cdot 100}{2000} (0,84 + 0,58 \cdot 0,81 \cdot 0,79) = 16,8\%;$$

2-е испытание

$$h = \frac{11,8}{6,8 + 1,0} = 1,51,$$

$$q_2 = \frac{244 \cdot 100}{2000} (0,84 + 0,51 \cdot 0,81 \cdot 0,79) = 14,3\%;$$

3-е испытание

$$h = \frac{11,8}{7,6 + 0,99} = 1,37,$$

$$q_2 = \frac{230 \cdot 100}{2000} (0,83 + 0,37 \cdot 0,81 \cdot 0,78) = 12,2\%;$$

4-е испытание

$$h = \frac{11,8}{7,5 + 0,95} = 1,40,$$

$$q_2 = \frac{199 \cdot 100}{2000} (0,83 + 0,40 \cdot 0,81 \cdot 0,78) = 10,7\%.$$

Аналогичные подсчеты, выполненные с применением более простой формулы (120) и вспомогательной к ней табл. 83, для природного газа дают практически совпадающие результаты:

1-е испытание

$$Z = 6,05;$$

$$q_2 = 0,01 \cdot 278 \cdot 6,05 = 16,8\%;$$

2-е испытание

$$Z = 5,80;$$

$$q_2 = 0,01 \cdot 244 \cdot 5,80 = 14,2\%;$$

3-е испытание

$$Z = 5,27;$$

$$q_2 = 0,01 \cdot 230 \cdot 5,27 = 12,2\%;$$

4-е испытание

$$Z = 5,32,$$

$$q_2 = 0,01 \cdot 199 \cdot 5,32 = 10,6\%.$$

В табл. 86 приводится для сопоставления сводка результатов подсчета потерь тепла с уходящими газами по трем методам:

1. По упрощенной методике по формуле (120) с использованием вспомогательной таблицы для природного газа.

2. По упрощенной методике с применением развернутой формулы (74).

3. По методике, принятой при испытании котла, с предварительным определением состава и теплотворной способности сжигаемого природного газа.

Сопоставление показывает хорошее совпадение результатов.

Подсчеты потерь тепла вследствие химической неполноты горения природного газа. Потери тепла вследствие химической неполноты горения

любого вида топлива можно подсчитать (в %) по упрощенной методике по формуле (87а) (стр. 149).

Т а б л и ц а 86

Результаты подсчета физических потерь тепла по трем методам

Номер испытания	Значения q_3 по упрощенной методике (%)		Значения q_3 по методике, принятой при испытании (%)
	по формуле (120) и вспомогательной табл. 83	по развернутой формуле (74)	
1	16,8	16,8	16,9
2	14,2	14,3	14,1
3	12,2	12,2	12,5
4	10,6	10,7	10,9

$$q_3 = (3020CO + 2580H_2 + 8550CH_4)h : p.$$

Вывод формулы приведен на стр. 148.

Подставляя вместо p его значение для природного газа, равное 1000 ккал/нм³ сухих продуктов горения (см. табл. 80), получаем более удобную формулу, справедливую однако только для

природного и других углеводородных газов с равным значением величины p

$$q_3 = (3,0CO + 2,5H_2 + 8,5CH_4)h^0/0. \quad (123)$$

Заменяя, в свою очередь, h выражением $CO_2 \text{ макс} : (CO_2 + CO + CH_4)$ и вводя взамен $CO_2 \text{ макс}$ его значение для природного газа, равное 11,8%, можно придать формуле (123) следующий вид [см. стр. 173, формулу (89)]:

$$q_3 = \frac{35CO + 30H_2 + 100CH_4}{CO_2 + CO + CH_4} \text{ } \%$$

Приводим примерные подсчеты по формулам (123) и (89).

Подсчет 1. При сжигании природного газа получены продукты горения следующего состава: $CO_2 - 9,2\%$; $O_2 - 2,4\%$; $CO - 1,6\%$; $H_2 - 1,1\%$; $CH_4 - 0,5\%$; $N_2 - 85,2\%$. Чему равны потери тепла вследствие химической неполноты горения?

Подсчет ведем по формуле (123)

$$\begin{aligned} h &= CO_2 \text{ макс} : (CO_2 + CO + CH_4) = 11,8 : (9,2 + 1,6 + 0,5) = 1,04, \\ q_3 &= (3CO + 2,5H_2 + 8,5CH_4)h = \\ &= (3 \cdot 1,6 + 2,5 \cdot 1,1 + 8,5 \cdot 0,5) 1,04 = 12,3\%. \end{aligned}$$

Подсчет 2. Выполнить подсчет в соответствии с условиями, приведенными выше, по формуле (89)

$$q_3 = \frac{35 \cdot 1,6 + 30 \cdot 1,1 + 100 \cdot 0,5}{9,2 + 1,6 + 0,5} = 12,3\%.$$

Подсчеты по обеим формулам, естественно, совпадают. Если величина h предварительно была определена для оценки объема продуктов горения,

удобнее считать по формуле (123). Если величина h не определялась, проще считать по формуле (89).

Подсчет коэффициента использования природного газа. Коэффициент использования природного газа можно установить по формуле

$$\text{к. и. т.} = 100 - (q_2 + q_3)\% \quad (124)$$

Подсчет 1. Состав продуктов горения 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°C . Температура воздуха 20°C . Подсчитать коэффициент использования топлива.

Потери тепла с уходящими газами по формуле (120) равны

$$q_2 = 0,01 (200 - 20) 5,13 = 9,2\%$$

Потери тепла вследствие химической неполноты горения по формуле (89)

$$q_3 = \frac{35 \cdot 0,3 + 30 \cdot 0,2 + 100 \cdot 0,1}{8,5 + 0,3 + 0,1} = 3,0\%$$

Коэффициент использования природного газа в установке по формуле (124) равен

$$\text{к. и. т.} = 100 - (9,2 + 3,0) = 87,8\%$$

Подсчеты коэффициентов полезного действия паровых и водогрейных котлов приведены в гл. XVII (стр. 265).

УПРОЩЕННЫЕ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ПРИ СЖИГАНИИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ГАЗА

СОСТАВ И ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ (ПОПУТНЫХ) ГАЗОВ

Состав нефтепромысловых газов (добываемых совместно с нефтью) приведен в табл. 87 [86].

В табл. 88 даны теплотехнические характеристики некоторых нефтепромысловых газов, а в табл. 89 указаны их состав.

Из рассмотрения таблиц 88 и 89 можно установить, что обобщенные константы продуктов горения нефтепромысловых газов колеблются в весьма малой степени, в то время как состав и теплотворная способность газов меняются в значительных пределах.

Таблица 87

Состав нефтепромысловых (попутных) газов некоторых нефтяных месторождений (%) об)

Район месторождений	C_2H_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12}	N_2	CO_2	H_2S
Азербайджан	91,8	4,5	1,6	1,1	0,8	—	0,2	—
Татария	48,0	16,6	16,1	7,3	2,9	9,1	—	—
Башкирия	41,0	19,7	17,0	7,3	3,2	11,6	0,2	—
Куйбышевская область (Муханово)	68,5	12,5	5,5	4,0	2,5	2,5	1,5	3,0
Краснодарский край	65,5	10,3	9,4	6,8	6,5	0,5	1,0	—

Таблица 88

Средний состав некоторых нефтепромысловых (попутных) газов [57]

Месторождение	Горизонт	Состав газа, %									Q_H , ккал/м ³	Удельный вес по воздуху
		C_2H_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12}	C_6H_{14}	H_2S	CO_2	N_2		
Туймазинское ¹	Угленосный	30,0	13,0	14,3	6,3	3,3	1,4	0,7	1,0	30,0	11 200	1,08
Туймазинское	Девон	39,5	20,0	18,5	7,7	2,8	1,4	—	0,1	10,0	14 200	1,08
Мухановское ²	Кувгурский	57,5	15,0	11,0	8,0	4,0	—	—	1,5	3,0	13 240	0,96
Мухановское	Девон	42,7	20,0	19,5	9,5	2,9	—	—	0,2	5,2	14 650	1,07
Ромашкинское ³	Девон	40,0	19,5	18,0	7,5	3,8	1,1	—	0,1	10,0	14 220	1,10
Шугуровское	Угленосный	23,7	12,0	10,0	2,8	1,5	1,0	2,0	1,0	46,0	7 830	1,02

¹ Башкирская АССР.

² Куйбышевско-Бугурусланский нефтяной район.

³ Татарская АССР.

Теплотехнические характеристики некоторых нефтепромысловых (попутных) газов

Месторождение	Горизонт	Q_p $\text{м}^3/\text{м}^3$ теплотворная способность	Теоретический объем воз- духа V_0 $\text{м}^3/\text{м}^3$	Теоретический объем сухих продуктов горения $V_{с.т.}$ $\text{м}^3/\text{м}^3$	Теоретический объем влаж- ных продуктов горения V_2 $\text{м}^3/\text{м}^3$	Отношение объемов сухих и влажных продуктов го- рения B	Теплотворная способность, отнесенная к 1 м^3 сухих продуктов горения, P , $\text{ккал}/\text{м}^3$	Теплотворная способность, отнесенная к 1 м^3 влаж- ных продуктов горения, P_2 , $\text{ккал}/\text{м}^3$	Теплотворная способность при сжигании в абсолютном сухом воздухе $t_{макс}$, $^{\circ}\text{C}$	Теплотворная способность при сжигании в воздухе, содержащем 1% влаги (по весу), $t_{макс}^*$, $^{\circ}\text{C}$	CO_2 макс , % сухих продуктов горения
Туймазинское . . .	Угленосный	11200	12,3	11,5	13,7	0,84	970	820	2040	2010	13,0
Туймазинское . . .	Девон	14200	15,6	14,2	17,1	0,83	1000	830	2080	2050	13,2
Мухановское . . .	Кунгурский	13240	14,6	13,3	16,0	0,83	990	830	2080	2050	13,0
Мухановское . . .	Девон	14650	16,1	14,7	17,6	0,83	1000	830	2080	2050	13,2
Ромашкинское . . .	—	14220	15,6	14,3	17,1	0,83	1000	830	2080	2050	13,2
Шугуровское . . .	—	7830	8,7	8,4	9,9	0,84	940	790	1970	1940	12,6

Теплотворная способность газа Туймазинского месторождения (Башкирская АССР) колеблется от 11 200 до 14 200 ккал/нм^3 , т. е. в пределах 27% по отношению к наименьшей теплотворной способности газа. Жаропроизводительность туймазинского газа колеблется от 2100 до 2050°, т. е. в пределах 2% по отношению к наименьшей жаропроизводительности газа. Теплотворная способность, отнесенная к 1 нм^3 сухих продуктов горения (в стехиометрическом объеме воздуха), p , колеблется от 970 до 1000 ккал/нм^3 , т. е. в пределах 3% или в 9 раз меньше, чем колебания теплотворной способности Q_H .

Теплотворная способность мухановского газа (Куйбышевско-Бугурусланский нефтяной район) колеблется от 13 200 до 14 600 ккал/нм^3 , т. е. в пределах 10% по отношению к наименьшей теплотворной способности газа. Жаропроизводительность мухановского газа колеблется менее чем на 10° (0,5%). Теплотворная способность, отнесенная к 1 нм^3 сухих продуктов горения, p , колеблется от 990 до 1000 ккал/нм^3 , т. е. в пределах 0,5% или ~ в 20 раз меньше, чем колебания теплотворной способности газа Q_H .

Таблица 90

Состав и теплотехнические характеристики продуктов полного сгорания попутных нефтепромысловых газов [72]

Состав сухих про- дуктов полного сгорания (%)			Коэффициент		Калориме- трическая темпера- тура горения	Состав сухих про- дуктов полного сгорания (%)			Коэффициент		Калориме- трическая темпера- тура горения
RO ₂	O ₂	N ₂	разбав- ления сухих продук- тов сго- рания	избытка воздуха		RO ₂	O ₂	N ₂	разбав- ления сухих продук- тов сго- рания	избытка воздуха	
13,0	0,0	87,0	1,00	1,00	2080	8,8	6,8	84,4	1,48	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	1,58	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	1,78	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	1,88	1240
10,6	3,9	85,5	1,23	1,21	1800	6,4	10,7	82,9	2,03	1,94	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	1030
9,4	5,8	84,8	1,38	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_{2 макс} сухих продуктов полного сгорания попутных нефтепромысловых газов ~ 13,00%.

Теплотворная способность шугуровского нефтепромыслового газа с высоким содержанием азота (46%) на 46% ниже ромашкинского; при этом жаропроизводительность шугуровского газа ниже только на 5%, а теплотворная способность, отнесенная к 1 нм³ сухих продуктов горения, ниже на 6%.

Соотношение CO₂ и O₂ в сухих продуктах полного сгорания нефтепромысловых (попутных) газов и значения величин *h*, *α* и *t*_{кал} приведены в табл. 90.

Подсчеты располагаемого тепла продуктов горения нефтепромыслового газа и потерь тепла. Располагаемое тепло продуктов горения и потери тепла с уходящими газами можно подсчитать по формулам (119) — (122), приведенным в гл. X о теплотехнических расчетах при сжигании природного газа (стр. 190).

Значения величины *Z* для нефтепромысловых газов, характеризующихся величиной RO_{2 макс} около 13%, т. е. большей чем у природных газов, даны в табл. 91.

Таблица 91

Значения величины *Z* для попутных нефтепромысловых газов [72]

Содержа- ние в про- дуктах го- рения CO ₂ +CO+ +CH ₄ , %	Температура уходящих газов, °C					Содержа- ние в про- дуктах горения CO ₂ +CO+ +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						

Потери тепла вследствие химической неполноты горения нефтепромыслового газа можно подсчитать по формуле (90)

$$q_3 = \frac{40\text{ CO} + 30\text{ H}_2 + 110\text{ CH}_4}{\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4} \%,$$

аналогичной формуле (89) для подсчета потерь тепла вследствие неполноты горения природного газа, но с несколько отличными коэффициентами.

Естественно, что помимо этой формулы, справедливой только для нефтепромыслового газа, можно пользоваться другими более общими формулами, а именно: формулой (123), пригодной для всех углеводородных газов, кроме ацетилена,

$$q_3 = (3CO + 2,5H_2 + 8,5CH_4) h^0 / \rho$$

или универсальной формулой (87)

$$q_3 = (3020CO + 2580H_2 + 8550CH_4) h : p^0 / \rho.$$

Коэффициент использования нефтепромыслового газа подсчитывают по формуле (124)

$$\kappa_{\text{и. т.}} = 100 - (q_2 + q_3) i^0 / \rho.$$

Подсчет 1. Состав продуктов горения нефтепромыслового газа $RO_2 = 9,0$; $O_2 = 6,2$; $CO = 0,3$; $H_2 = 0,2$; $CH_4 = 0,1$; $N_2 = 74,2\%$. Температура уходящих газов равна $600^\circ C$, воздуха $30^\circ C$.

Проверить правильность анализа уходящих газов, подсчитать потери тепла с уходящими газами и вследствие химической неполноты горения, определить коэффициент использования топлива в установке.

1. По табл. 91 в продуктах полного сгорания нефтепромыслового газа при содержании $9,0 RO_2$ должно содержаться около $6,4\%$ кислорода. Поэтому содержание в продуктах горения $6,2\% O_2$ не вызывает возражений.

Однако поскольку в продуктах горения содержатся наряду с RO_2 и O_2 также продукты неполного сгорания: CO , H_2 и CH_4 , проводим проверочный подсчет $RO_{2 \text{ макс}}$ по формуле (44)

$$\begin{aligned} RO_{2 \text{ макс}} &= \frac{(RO_2 + CO + CH_4) 100}{100 - 4,76 (O_2 - 0,4CO - 0,2H_2 - 1,6CH_4)} = \\ &= \frac{(9,0 + 0,3 + 0,1) 100}{100 - 4,76 (6,2 - 0,4 \cdot 0,3 - 0,2 \cdot 0,2 - 1,6 \cdot 0,1)} = 13,0\%. \end{aligned}$$

Поскольку $RO_{2 \text{ макс}}$ продуктов горения соответствует его значению для нефтепромысловых газов, анализ продуктов горения не вызывает возражений.

2. Потери тепла с уходящими газами определяем по формуле (120)

$$q_2 = 0,01 (t_{\text{г. г}} - t_{\text{в}}) Z^0 / \rho.$$

При содержании в продуктах горения $9,4\%$ углеродсодержащих газов и температуре $600^\circ C$ величина Z для нефтепромысловых газов по табл. 84 равна $5,45$. Следовательно,

$$q_2 = 0,01 (600 - 30) 5,45 = 31,0\%.$$

3. Потери тепла вследствие химической неполноты горения по формуле (90) для нефтепромыслового газа равны

$$q_3 = \frac{40 \cdot 0,3 + 30 \cdot 0,2 + 110 \cdot 0,1}{9,0 + 0,3 + 0,1} = 3,4\%.$$

4. Коэффициент использования нефтепромыслового газа в установке равен

$$100 - (31,0 + 3,4) = 65,9\%.$$

УПРОЩЕННЫЕ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ПРИ СЖИГАНИИ СЖИЖЕННОГО ГАЗА

СОСТАВ И ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СЖИЖЕННЫХ ГАЗОВ

Состав сжиженных углеводородных газов приведен в табл. 92. Для сопоставления в таблице приведены также теплотехнические характеристики основных компонентов сжиженных газов — пропана и бутана.

Т а б л и ц а 92

Состав (в %) и некоторые теплотехнические характеристики
сжиженных газов

Состав и характеристики газа	Номер газа					Пропан	Бутан
	1	2	3	4	5		
CO	—	—	0,2	—	0,4	—	—
H ₂	—	—	—	—	0,9	—	—
CH ₄	—	0,3	1,5	—	0,4	—	—
C ₂ H ₄	0,8	—	—	—	—	—	—
C ₂ H ₆	16,0	—	—	—	—	—	—
C ₃ H ₆	14,4	3,5	12,7	10,9	7,7	—	—
C ₃ H ₈	63,4	90,7	61,2	76,8	71,7	100	—
C ₄ H ₈	0,2	0,1	—	1,9	0,5	—	—
C ₄ H ₁₀	2,6	3,8	11,5	6,6	11,7	—	100
C ₅ H ₁₀	—	—	1,4	—	—	—	—
C ₅ H ₁₂	0,3	0,5	—	2,3	1,8	—	—
C ₆ H ₁₄	—	0,7	—	1,5	—	—	—
O ₂	0,5	—	—	—	—	—	—
N ₂	1,8	0,4	8,5	—	4,9	—	—
Σ	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100	100
Q _н , ккал/лм ³	20120	22000	20600	22700	21300	21800	28345
ρ, ккал/лм ³	1000	990	995	1000	1000	1000	1000
R, ккал/лм ³	850	840	840	845	850	845	850
t _{макс} , °C	2120	2100	2100	2110	2120	2110	2118
B	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,84	0,85
CO _{2макс} , %	14,0	13,7	13,8	14,4	14,0	13,8	14,0

В табл. 93 приведены соотношения CO₂ и O₂ в продуктах полного сгорания сжиженных газов, а также значения коэффициентов разбавления сухих продуктов горения *h* и коэффициента избытка воздуха *α*. В этой же

**Состав и теплотехнические характеристики продуктов полного сгорания
сжиженных газов**

Состав продуктов горения			Коэффициент		Калориметриче- ская температура горения $t_{\text{кат}}$, °C
CO ₂	O ₂	N ₂	разбавления су- хих продуктов горения h	избытка воздуха α	
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

Примечание. CO_{2 макс} сухих продуктов полного сгорания сжиженных га-
зов ~14,0%.

таблице даны калориметрические температуры горения сжиженных газов при сжигании с различным избытком воздуха.

Подсчеты располагаемого тепла продуктов горения сжиженных газов, потерь тепла и коэффициента использования топлива. Потери тепла с уходящими газами и располагаемое тепло продуктов горения сжиженных газов можно установить по формулам (119)–(122) (стр. 190) и вспомогательно-расчетной табл. 94, составленной для сжиженных газов.

Потери тепла вследствие химической неполноты горения можно подсчитать по формуле (123), справедливой для всех углеводородных газов, но требующей предварительного определения коэффициента разбавления h , устанавливаемого по соотношению $\text{CO}_2_{\text{макс}}$ к суммарному процентному содержанию CO_2 , CO и CH_4 в продуктах сгорания, или по формуле (91), предназначенной только для сжиженных газов

$$q_3 = \frac{42\text{CO} + 35\text{H}_2 + 120\text{CH}_4}{\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4} \%.$$

Коэффициент использования сжиженного газа подсчитывают по формуле

$$\text{к. и. т.} = 100 - (q_2 + q_3) \%. \quad .$$

Подсчет 1. При сжигании сжиженного газа получены продукты горения 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°C , температура воздуха 20°C .

Проверить правильность анализа продуктов горения, 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 $10,2\%$ CO_2 должно содержаться около $5,7\%$ O_2 (см. табл. 93). Следовательно, расхождение между содержанием кислорода по данным анализа продуктов горения и по справочной таблице невелико.

Поскольку в продуктах горения содержатся CO , H_2 и CH_4 , т. е. имеет место неполнота сгорания, а справочная табл. 93 составлена для продуктов полного сгорания сжиженного газа, выполняем поверочный подсчет $\text{CO}_2_{\text{макс}}$ по формуле (44)

$$\begin{aligned} \text{CO}_2_{\text{макс}} &= \frac{(\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4) 100}{100 - 4,76 (\text{O}_2 - 0,4\text{CO} - 0,2\text{H}_2 - 1,6\text{CH}_4)} = \\ &= \frac{(10,2 + 0,4 + 0,1) 100}{100 - 4,76 (5,4 - 0,4 \cdot 0,4 - 0,2 \cdot 0,2 - 1,6 \cdot 0,1)} = 14,1\%. \end{aligned}$$

Полученное в результате проверки значение $\text{CO}_2_{\text{макс}}$ близко к табличному для сжиженных газов, поэтому данные анализа продуктов горения не вызывают замечаний.

2. Потери тепла с уходящими газами подсчитываем по формуле

$$q_2 = 0,01 (t_{y.r} - t_v) Z \%,$$

При содержании в продуктах горения сжиженного газа $10,7\%$ $\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4$ и температуре продуктов горения 250°C величина Z по расчетной табл. 94 равна $4,95$. Следовательно,

$$q_2 = 0,01 (250 - 20) 4,95 = 11,4\%.$$

3. Потери тепла вследствие химической неполноты горения по формуле (91) для сжиженного газа равны

$$q_3 = \frac{42 \cdot 0,4 + 35 \cdot 0,2 + 120 \cdot 0,1}{10,2 + 0,4 + 0,1} = 3,3\%.$$

4. Коэффициент использования тепла сжиженного газа в установке по формуле (124) равен

$$к. и. т. = 100 - (11,4 + 3,3) = 85,3\%$$

Т а б л и ц а 94

Значение величины Z для сжиженных газов

Содержание в продуктах горения $CO_2 + CO + C_2H_4 +$ $+ 3C_2H_6, \%$	Температура уходящих газов, °C				Содержание в продуктах горения $CO_2 + CO + C_2H_4 +$ $+ 3C_2H_6, \%$	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

УПРОЩЕННЫЕ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ПРИ СЖИГАНИИ МОТОРНОГО ТОПЛИВА

Состав и теплотехнические характеристики моторного топлива. Состав различных видов легкого жидкого топлива приведен в табл. 95, а их теплотехнические характеристики даны в табл. 96.

Таблица 95

Состав и жаропроизводительность жидкого топлива

Топливо	Элементарный состав горючей массы топлива, %				Q_H^P , ккал/кг	$t_{\text{макс}}^*$, °C	В
	C ^r	H ^r	S ^r	O ^r +N ^r			
Бензол	92,3	7,7	—	—	10 030	2 206	0,91
Бензин	85,0	14,9	0,05	0,05	10 450	2 082	0,86
Керосин	86,0	13,8	0,1	0,1	10 260	2 087	0,86
Соляровое масло . . .	86,3	13,3	0,3	0,1	10 110	2 098	0,87

Таблица 96

Некоторые характеристики жидкого топлива

Топливо	W ^P , %	Q_H^P , ккал/кг	$V_{c.t.}$, м³/кг	p , ккал/м³	$RO_2^{\text{макс}}$, %
Бензин	0	10 450	10,68	980	14,8
Керосин	0	10 260	10,49	980	15,2
Дизельное автотракторное топливо	0	10 180	10,44	975	15,4
Соляровое масло	0	10 110	10,36	975	15,6
Моторное топливо	1,5	9 860	10,15	970	15,6

Соотношение CO_2 и O_2 в продуктах полного сгорания бензина, а также значения коэффициентов избытка воздуха α и разбавления воздухом сухих продуктов сгорания h приведены в табл. 97.

Аналогичные данные для продуктов полного сгорания дизельного топлива с различным избытком воздуха представлены в табл. 98.

Поскольку $CO_2^{\text{макс}}$ керосина ниже, чем дизельного топлива лишь на 0,2%, а $CO_2^{\text{макс}}$ солярового масла выше, чем у дизельного топлива примерно на 0,2%, табл. 98 для дизельного топлива можно пользоваться также для контроля процесса горения керосина, солярового

Состав и теплотехнические характеристики продуктов полного сгорания бензина

Содержание, %			Коэффициент разбавления сухих продуктов горения h	Коэффициент избытка воздуха α	Содержание, %			Коэффициент разбавления сухих продуктов горения h	Коэффициент избытка воздуха α
CO ₂	O ₂	N ₂			CO ₂	O ₂	N ₂		
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

масла и других видов легкого жидкого топлива, за исключением бензина.

Подсчеты располагаемого тепла продуктов горения легкого жидкого топлива и потерь тепла с уходящими газами и вследствие неполноты горения. Потери тепла с уходящими газами и располагаемое тепло продуктов горения бензина при температуре уходящих газов от 100 до 300° и коэффициенте избытка воздуха от 1,0 до 2,8 можно подсчитать по формулам (119)—(124) и вспомогательной табл. 99.

По тем же формулам и вспомогательно-расчетной табл. 100 можно установить располагаемое тепло продуктов горения и потери тепла при сжигании дизельного топлива.

Поскольку жаропроизводительность, CO_2 на кг и соотношения объемов сухих и влажных продуктов горения V для дизельного топлива, керосина и солярового масла весьма близки, при подсчете потерь тепла с уходящими газами при сжигании керосина и солярового масла можно пользоваться табл. 100, составленной для дизельного топлива.

Состав и теплотехнические характеристики продуктов полного сгорания
дизельного топлива

Содержание, %			Коэффициент разбавления сухих продуктов горения h	Коэффициент избытка воздуха α	Содержание, %			Коэффициент разбавления сухих продуктов горения h	Коэффициент избытка воздуха α
CO ₂	O ₂	N ₂			CO ₂	O ₂	N ₂		
15,4	0,0	84,6	1,00	1,00	10,0	7,4	82,6	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	1,56
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	1,47					

Потери тепла вследствие химической неполноты горения при сжигании бензина можно подсчитать по формуле (94).

$$q_3 = \frac{45CO + 40H_2 + 130CH_4}{CO_2 + CO + CH_4} \text{ \%}.$$

Ниже приведены аналогичные формулы для других видов легкого жидкого топлива:
для керосина

$$q_3 = \frac{47CO + 40H_2 + 130CH_4}{CO_2 + CO + CH_4} \text{ \%},$$

для дизельного топлива

$$q_3 = \frac{47,5CO + 41H_2 + 135CH_4}{CO_2 + CO + CH_4} \text{ \%},$$

для солярового масла

$$q_3 = \frac{48CO + 41H_2 + 135CH_4}{CO_2 + CO + CH_4} \text{ \%}.$$

Значение величины Z для бензина при температуре уходящих газов от 100 до 300° С

Содержание в продуктах горения $\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4$, %	Z	Содержание в продуктах горения $\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4$, %	Z	Содержание в продуктах горения $\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4$, %	Z
14,8	4,00	11,4	4,91	8,0	6,65
14,6	4,03	11,2	5,00	7,8	6,78
14,4	4,07	11,0	5,08	7,6	6,92
14,2	4,12	10,8	5,16	7,4	7,08
14,0	4,17	10,6	5,24	7,2	7,26
13,8	4,22	10,4	5,32	7,0	7,45
13,6	4,27	10,2	5,40	6,8	7,52
13,4	4,32	10,0	5,48	6,6	7,80
13,2	4,37	9,8	5,57	6,4	8,05
13,0	4,42	9,6	5,66	6,2	8,30
12,8	4,47	9,4	5,76	6,0	8,55
12,6	4,52	9,2	5,88	5,8	8,80
12,4	4,58	9,0	6,00	5,6	9,10
12,2	4,64	8,8	6,13	5,4	9,40
12,0	4,70	8,6	6,26	5,2	9,70
11,8	4,77	8,4	6,39	5,0	10,00
11,6	4,83	8,2	6,52		

Т а б л и ц а 100

Значение величины Z для дизельного топлива при температуре уходящих газов от 100 до 300° С

Содержание в продуктах горения $\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4$, %	Z	Содержание в продуктах горения $\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4$, %	Z	Содержание в продуктах горения $\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4$, %	Z
15,4	3,95	11,8	4,92	8,2	6,75
15,2	4,00	11,6	5,00	8,0	6,90
15,0	4,02	11,4	5,06	7,8	7,10
14,8	4,05	11,2	5,13	7,6	7,25
14,6	4,10	11,0	5,20	7,4	7,40
14,4	4,15	10,8	5,28	7,2	7,55
14,2	4,20	10,6	5,36	7,0	7,75
14,0	4,25	10,4	5,47	6,8	7,95
13,8	4,30	10,2	5,57	6,6	8,17
13,6	4,35	10,0	5,67	6,4	8,40
13,4	4,40	9,8	5,78	6,2	8,65
13,2	4,46	9,6	5,89	6,0	8,90
13,0	4,52	9,4	6,00	5,8	9,20
12,8	4,58	9,2	6,11	5,6	9,50
12,6	4,65	9,0	6,23	5,4	9,85
12,4	4,72	8,8	6,34	5,2	10,20
12,2	4,78	8,6	6,46	5,0	10,50
12,0	4,85	8,4	6,60		

Подсчет 1. Состав уходящих газов при сжигании дизельного топлива $\text{CO}_2 = 5,02$; $\text{O}_2 = 14,20$; $\text{N}_2 = 80,78\%$. Температура уходящих газов 222°C , температура воздуха 22°C . Подсчитать потери тепла с уходящими газами.

По расчетной табл. 100 величина Z при содержании в продуктах горения $5,0\% \text{CO}_2$ равна $10,50$. Следовательно, по формуле (120) (стр. 190) потери тепла с уходящими газами равны

$$q_2 = 0,01 (222 - 22) 10,5 = 21,0\%$$

Результат точно совпадает с подсчетом потерь тепла с уходящими газами, выполненным по развернутой формуле (74) (см. стр. 112).

Подсчет 2. При сжигании бензина получены продукты сгорания следующего состава $\text{CO}_2 = 9,2$; $\text{CO} = 0,2$; $\text{O}_2 = 7,7$; $\text{N}_2 = 82,9\%$. Температура уходящих газов 250° , температура воздуха 30°C . Установить коэффициент избытка воздуха и подсчитать потери тепла с уходящими газами и вследствие неполноты горения.

Поскольку содержание окиси углерода в продуктах горения незначительно, определяем коэффициент избытка воздуха по табл. 97 для продуктов полного сгорания. При содержании в продуктах сгорания $9,4\% \text{CO}_2$ и $7,7\% \text{O}_2$ коэффициент избытка воздуха около $1,53$.

По расчетной табл. 99 значение величины Z при содержании в продуктах горения $9,4\% (\text{CO}_2 + \text{CO})$ равно $5,76$. Следовательно, потери тепла с уходящими газами по формуле (120) равны

$$q_2 = 0,01 (250 - 30) 5,76 = 12,8\%$$

Потери тепла вследствие химической неполноты горения равны:

$$q_3 = \frac{45 \cdot 0,2}{9,2 + 0,2} = 0,96 \cong 1,0\%$$

УПРОЩЕННЫЕ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ПРИ СЖИГАНИИ МАЗУТА

СОСТАВ И ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ МАЗУТА

Технические условия на мазут приведены в табл. 101. Состав мазута, его жаропроизводительность и важнейшие теплотехнические характеристики даны в табл. 102.

Состав и теплотехнические характеристики продуктов полного сгорания тяжелого мазута при различной степени разбавления их избыточным воздухом даны в табл. 103.

Подсчеты располагаемого тепла продуктов горения мазута, потерь тепла и коэффициента использования топлива. Подсчеты потерь тепла с уходящими газами разобраны в главе четвертой (стр. 124).

Для тяжелого мазута с $RO_{2 \text{ макс}}$ около 16,5% дана вспомогательная расчетная табл. 104, пользуясь которой можно подсчитать располагаемое тепло продуктов горения и потери тепла с уходящими газами по формулам (119)—(122).

Подсчет потерь тепла вследствие химической неполноты горения мазута и других видов жидкого топлива приведен в гл. VI (стр. 164).

При сжигании легкого мазута с $RO_{2 \text{ макс}}$ около 16,0% потери тепла вследствие химической неполноты горения можно определить по формуле (98)

$$q_3 = \frac{50CO + 40H_2 + 140CH_4}{CO_2 + CO + CH_4} \%,$$

при сжигании тяжелого мазута с $RO_{2 \text{ макс}}$ около 16,5% — по аналогичной формуле (99)

$$q_3 = \frac{52CO + 45H_2 + 145CH_4}{CO_2 + CO + CH_4} \%.$$

Коэффициент использования мазута можно подсчитать по формуле

$$\text{к. и. т.} = 100 - (q_2 + q_3 + q_4).$$

Поскольку потери тепла вследствие механической неполноты горения при хорошо организованном процессе сжигания мазута близки к нулю [25], а при наличии сажеобразования составляют обычно лишь несколько десятых процента в подсчетах, не претендующих на особую точность, коэффициент использования мазута можно определять по формуле

$$\text{к. и. т.} = 100 - (q_2 + q_3),$$

т. е. без учета потерь тепла вследствие механической неполноты горения.

Подсчет 1. При сжигании тяжелого мазута получены уходящие газы следующего состава: RO_2 — 13,2; O_2 — 4,0; CO — 0,2; H_2 — 0,1; N_2 — 82,5%.

Технические условия на мазут

	Ф5	Ф12	МТ40	МТ100	МТ200	МП	Методы испытаний
Вязкость условная °Э не более							
при 50°	5,0	12,0	—	—	—	—	ГОСТ 6258—52
при 80	—	—	8,0	15,5	—	8,0—16,0	
при 100	—	—	—	—	6,5—9,5	—	
Вязкость динамическая в пз не более							
при 10°	17,0	—	—	—	—	—	ГОСТ 1929—51
при 0	27,0	—	—	—	—	—	
Зольность в % не более	0,1	0,1	0,15	0,15	0,3	0,3	ГОСТ 1461—59
Содержание механических примесей в % не более	0,1	0,15	1,0	2,5	2,5	2,5	ГОСТ 6370—59
Содержание воды в % не более	1,0	1,0	2,0	2,0	1,0	20	ГОСТ 2477—44
Содержание водорастворимых кислот и щелочей	Отсутствуют						ГОСТ 6307—60
Содержание S в % не более	2,0	0,8	—	—	—	0,5	
для малосернистого	—	—	0,5	0,5	0,5	—	ГОСТ 1437—56
для сернистого . .	—	—	2,0	2,0	2,0	—	ГОСТ 1431—49
для высокосернистого	—	—	3,5	3,5	3,5	—	
Содержание смолистых веществ в % не более	50	50	—	—	—	—	ГОСТ 2550—44
Коксуемость в % не менее	—	—	—	—	—	12	ГОСТ 8852—56, ГОСТ 5987—51
Температура вспышки в °С не ниже							
в закрытом тигле	80	90	—	—	—	—	ГОСТ 6356—52
в открытом тигле	—	—	90	110	140	110	ГОСТ 4333—48
Температура застывания °С не выше	—5	—8	+10	+25	+36	+25	ГОСТ 1533—42
для мазута из высокопарафиновой нефти	—	—	+25	+42	+42	—	
Q_H з пересчете на сухое топливо (не браковочная) в ккал/кг	9870	9870				9650	
для малосернистого и сернистого мазута			9700	9650	9600		ГОСТ 6712—53
для высокосернистого мазута	—	—	9550	9500	9450		
Плотность при 20 °С в г/см ³ не более . .	—	—	—	1,015	—	1,015	ГОСТ 3900—47

Примечание. Для нефтяного топлива, прошедшего водные перевозки или слитого при подогреве острым паром, устанавливается норма показателя содержания воды: для МТ—40 и 100 — не более 5%, для Ф12 — не более 2%.

Состав и теплотехнические характеристики мазута

Мазут	Состав горючей массы, %					Теплотехнические характеристики				
	S ^r	C ^r	H ^r	O ^r +N ^r	RO ₂ макс, %	Содержание в рабочем топливе, %		Теплотворная способность Q _p ккал/кг	Жаропривод- тельность t _{макс} , °C	Отношение объ- мов сухих и влажных про- дуктов горения B
						W ^p	A ^p			
Малосер- нистый	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
Высоко- сернистый	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. $t'_{\text{макс}}$ — жароприводительность с учетом содержания в воздухе 10% влаги; p — теплотворная способность, отнесенная к 1 м³ сухих продуктов горения, примерно 960 ккал/м³; R — теплотворная способность, отнесенная к 1 м³ влажных продуктов горения мазута, примерно 840 ккал/м³.

Таблица 103

Состав и теплотехнические характеристики продуктов полного сгорания
тяжелого мазута (малосернистого и высокосернистого)
в зависимости от содержания в них RO₂

Состав сухих про- дуктов сгорания, %			Коэффициент		Калориметрическая температура горения t _{газ} , °C	Состав сухих про- дуктов сгорания, %			Коэффициент		Калориметрическая температура горения t _{газ} , °C
RO ₂	O ₂	N ₂	разбавления су- хих продуктов горения h	избытка воз- духа α		RO ₂	O ₂	N ₂	разбавления су- хих продуктов горения h	избытка воз- духа α	
16,5	0,0	83,5	1,00	1,00	2100	12,8	4,7	82,5	1,29	1,27	1730
16,3	0,3	83,4	1,01	1,01	2080	12,6	5,0	82,4	1,31	1,29	1710
16,0	0,6	83,4	1,03	1,03	2040	12,4	5,2	82,4	1,33	1,31	1700
15,8	0,9	83,3	1,05	1,05	2020	12,2	5,5	82,3	1,35	1,33	1680
15,6	1,2	83,2	1,06	1,06	2000	12,0	5,7	82,3	1,37	1,35	1660
15,4	1,4	83,2	1,07	1,07	1980	11,8	6,0	82,2	1,40	1,38	1640
15,2	1,7	83,1	1,08	1,08	1987	11,6	6,2	82,2	1,42	1,40	1620
15,0	1,9	83,1	1,10	1,09	1960	11,4	6,5	82,1	1,45	1,42	1600
14,8	2,2	83,0	1,11	1,10	1940	11,2	6,7	82,1	1,48	1,45	1580
14,6	2,4	83,0	1,13	1,12	1910	11,0	7,0	82,0	1,50	1,47	1550
14,4	2,7	82,9	1,15	1,14	1890	10,8	7,2	82,0	1,53	1,50	1520
14,2	2,9	82,9	1,16	1,15	1870	10,6	7,5	81,9	1,55	1,52	—
14,0	3,2	82,8	1,18	1,17	1850	10,4	7,8	81,8	1,58	1,55	—
13,8	3,4	82,8	1,20	1,19	1830	10,2	8,0	81,8	1,61	1,58	—
13,6	3,7	82,7	1,21	1,20	1820	10,0	8,3	81,7	1,65	1,61	—
13,4	4,0	82,6	1,23	1,22	1800	9,8	8,5	81,7	1,68	1,64	—
13,2	4,2	82,6	1,25	1,24	1780	9,6	8,8	81,6	1,72	1,68	—
13,0	4,5	82,5	1,27	1,25	1750	9,4	9,0	81,6	1,75	1,71	—

Таблица 103 (окончание)

Состав сухих продуктов сгорания, %			Коэффициент		Калориметрическая температура горения $t_{\text{кал}}, ^\circ\text{C}$	Состав сухих продуктов сгорания, %			Коэффициент		Калориметрическая температура горения $t_{\text{кал}}, ^\circ\text{C}$
RO_2	O_2	N_2	разбавления сухих продуктов горения h	избытка воздуха a		RO_2	O_2	N_2	разбавления сухих продуктов горения h	избытка воздуха a	
9,2	9,3	81,5	1,79	1,75	1350	6,4	12,8	80,8	2,58	2,50	1000
9,0	9,5	81,5	1,83	1,79	—	6,2	13,0	80,8	2,66	2,57	—
8,8	9,8	81,4	1,87	1,82	—	6,0	13,3	80,7	2,75	2,66	—
8,6	10,0	81,4	1,92	1,87	—	5,8	13,6	80,6	2,84	2,74	—
8,4	10,3	81,3	1,97	1,92	—	5,6	13,9	80,5	2,95	2,85	—
8,2	10,5	81,3	2,00	1,95	—	5,4	14,1	80,5	3,06	2,95	—
8,0	10,8	81,2	2,06	2,00	1205	5,2	14,4	80,4	3,18	3,06	—
7,8	11,0	81,2	2,12	2,06	—	5,0	14,6	80,4	3,30	3,18	—
7,6	11,3	81,1	2,17	2,10	—	4,8	14,9	80,3	3,44	3,30	—
7,4	11,6	81,0	2,23	2,16	—	4,6	15,1	80,3	3,58	3,44	—
7,2	11,8	81,0	2,29	2,22	—	4,4	15,4	80,2	3,74	3,59	—
7,0	12,1	80,9	2,35	2,28	—	4,2	15,6	80,2	3,92	3,76	—
6,8	12,3	80,9	2,42	2,35	—	4,0	15,9	80,1	4,12	3,95	—
6,6	12,6	80,8	2,50	2,42	—						

Таблица 104

Значение величины Z для тяжелого мазута ($\text{RO}_2 \text{ макс. } \infty 16,5\%$)

Содержание в продуктах горения $\text{RO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4, \%$	Температурный интервал продуктов горения, $^\circ\text{C}$							
	0—250	250—350	350—500	500—700	700—900	900—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

Содержание в продуктах горения $\text{RO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4$, %	Температурный интервал продуктов горения, С°							
	0—250	250—350	350—500	500—700	700—900	900—1100	1100—1300	1300—1600
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	7,00	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	7,40	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	7,86	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	8,35	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	—	—

Примечание. При сжигании мазута с $\text{RO}_{2\text{ макс}} \sim 16,0\%$ можно пользоваться для подсчета q_2 номограммой III, рис. 19.

Температура уходящих газов 200°C ; температура воздуха 20°C . Подсчитать потери тепла с уходящими газами и вследствие химической неполноты горения; определить коэффициент использования мазута в установке.

1. Проверяем по табл. 103 соответствие данных газового анализа продуктов горения соотношению RO_2 и O_2 в продуктах горения мазута.

Поскольку это соотношение выдержано, а содержание горючих компонентов в уходящих газах незначительно, проверку $\text{RO}_{2\text{ макс}}$ по формуле (44) не производим.

2. Потери тепла с уходящими газами по формуле (120) и вспомогательной табл. 104 для тяжелого мазута

$$Z = 4,70$$

$$q_2 = 0,01 (200 - 20) 4,70 = 8,5\%$$

3. Потери тепла вследствие химической неполноты горения по формуле (99) равны

$$q_3 = \frac{52 \cdot 0,2 + 45 \cdot 0,1}{13,2 + 0,2} = 1,1\%.$$

4. Коэффициент использования мазута

$$\text{к. и. т.} = 100 - (8,5 + 1,1) = 90,4\%.$$

Потери тепла с уходящими газами и вследствие химической неполноты горения можно подсчитать также по номограммам, составленным для мазута (рис. 19, 20, 26). Описание номограмм дано в гл. XXIX, стр. 393.

УПРОЩЕННЫЕ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ПРИ СЖИГАНИИ ДРОВ

Средний состав дров с влажностью 30 и 40% приведен в табл. 105. В табл. 106 даны теплотехнические характеристики дров с влажностью, приведенной в табл. 105.

Т а б л и ц а 105

Средний состав дров

Состав рабочей массы, %						Теплотворная способность Q^p_n , ккал/кг	Выход летучих (в %) к горючей массе
W ^p	A ^p	G ^p	H ^p	O ^p	N ^p		
30,0	0,7	35,4	4,2	29,3	0,4	2940	85
40,0	0,6	30,3	3,6	25,1	0,4	2440	85

Состав продуктов полного сгорания дров при различной степени разбавления их избыточным воздухом, а также значения коэффициентов избытка воздуха α , разбавления сухих продуктов горения h приведены в табл. 107.

Т а б л и ц а 106

Некоторые теплотехнические характеристики дров

Теплотворная способность Q^p_n , ккал/кг	Теоретический объем воздуха V^o , м ³ /кг	Теоретический объем продуктов горения V^o_{Σ} , м ³ /кг	Отношение объемов сухих и влажных продуктов горения B	Теплотворная способность, отнесенная к 1 м ³ сухих продуктов горения P , ккал/м ³	Теплотворная способность, отнесенная к 1 м ³ влажных продуктов горения L , ккал/м ³	Жаропроизводительность топлива $t_{манс}$, °C	CO ₂ макс сухих продуктов горения, %
2940	3,30	4,18	0,81	895	705	1730	20,5
2440	2,80	3,73	0,75	885	654	1610	20,5

Подсчет потерь тепла с уходящими газами при сжигании дров можно вести по универсальной формуле (74), приведенной в гл. III и справедливой для всех видов топлива или по более простым формулам (119)–(121)

$$q_2 = 0,01 \cdot t_{y,r} Z^0 / \%$$

или

$$q_2 = 0,01 \cdot (t_{y,r} - t_n) Z^0 / \%$$

или с учетом величины l (см. стр. 113).

**Состав продуктов полного сгорания древесины и значение коэффициентов
разбавления сухих продуктов горения h и избытка воздуха α**

Содержание, %			Коэффициент разбав- ления сухих продуктов горения h	Коэффици- циент избытка воздуха α	Содержание, %			Коэффици- циент разбав- ления сухих продуктов горения h	Коэффици- циент избытка воздуха α
CO ₂	O ₂	N ₂			CO ₂	O ₂	N ₂		
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					

**Значение величины Z для дров с влажностью около 30%
при температуре уходящих газов от 100 до 300 °C**

Содержание в продуктах горения $\text{CO}_2 + \text{CO}$, %	Z	Содержание в продуктах горения $\text{CO}_2 + \text{CO}$, %	Z	Содержание в продуктах горения $\text{CO}_2 + \text{CO}$, %	Z
20,5	4,85	14,6	6,37	8,6	10,00
20,3	4,90	14,4	6,44	8,4	10,20
20,1	4,94	14,2	6,51	8,2	10,40
20,0	4,96	14,0	6,58	8,0	10,60
19,8	5,00	13,8	6,66	7,8	10,80
19,6	5,04	13,6	6,74	7,6	11,10
19,4	5,07	13,4	6,82	7,4	11,40
19,2	5,11	13,2	6,91	7,2	11,70
19,0	5,15	13,0	7,00	7,0	12,00
18,8	5,20	12,8	7,10	6,8	12,30
18,6	5,24	12,6	7,20	6,6	12,60
18,4	5,28	12,4	7,30	6,4	12,95
18,2	5,32	12,2	7,40	6,2	13,30
18,0	5,37	12,0	7,50	6,0	13,70
17,8	5,42	11,8	7,60	5,8	14,15
17,6	5,47	11,6	7,70	5,6	14,70
17,4	5,52	11,4	7,80	5,4	15,20
17,2	5,57	11,2	7,90	5,2	15,70
17,0	5,62	11,0	8,00	5,0	16,30
16,8	5,67	10,8	8,15	—	—
16,6	5,72	10,6	8,30	—	—
16,4	5,77	10,4	8,45	—	—
16,2	5,83	10,2	8,60	—	—
16,0	5,89	10,0	8,75	—	—
15,8	5,94	9,8	8,90	—	—
15,6	6,00	9,6	9,05	—	—
15,4	6,08	9,4	9,20	—	—
15,2	6,16	9,2	9,40	—	—
15,0	6,23	9,0	9,60	—	—
14,8	6,30	8,8	9,80	—	—

Значение величины Z для дров с содержанием влаги около 30% при температуре уходящих газов от 100 до 300 °C приведено в табл. 108, а для дров с содержанием влаги около 40% в табл. 109.

Потери тепла вследствие химической неполноты горения можно подсчитать по универсальной формуле (87), приведенной в гл. VI или по локальной формуле для дров (100)

$$q_3 = \frac{70\text{CO} + 60\text{H}_2 + 200\text{CH}_4}{\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4} \%.$$

Подсчет 1. Сжигаются дрова с W^p 30%. В уходящих газах содержится 12,0% CO_2 и 0,61% CO [33]. По формуле (100) для дров с влажностью около 40%

$$q_3 = \frac{70 \cdot \text{CO}}{\text{CO}_2 + \text{CO}} = \frac{70 \cdot 0,61}{12,0 + 0,61} = 3,38\%.$$

При подсчете с определением содержания влаги в дровах и их теплотворной способности получено значение $q_3 = 3,25\%$ (стр. 173).

**Значение величины Z для дров с влажностью около 40%
при температуре уходящих газов от 100 до 300 °C**

Содержание в продуктах горения $\text{CO}_2 + \text{CO}$, %	Z	Содержание в продуктах горения $\text{CO}_2 + \text{CO}$, %	Z	Содержание в продуктах горения $\text{CO}_2 + \text{CO}$, %	Z
20,5	5,20	14,6	6,73	8,6	10,25
20,3	5,25	14,4	6,80	8,4	10,48
20,1	5,30	14,2	6,87	8,2	10,72
20,0	5,32	14,0	6,93	8,0	10,97
19,8	5,37	13,8	7,00	7,8	11,20
19,6	5,41	13,6	7,07	7,6	11,45
19,4	5,44	13,4	7,15	7,4	11,70
19,2	5,48	13,2	7,23	7,2	12,00
19,0	5,51	13,0	7,31	7,0	12,35
18,8	5,54	12,8	7,40	6,8	12,70
18,6	5,58	12,6	7,50	6,6	13,00
18,4	5,63	12,4	7,60	6,4	13,35
18,2	5,68	12,2	7,70	6,2	13,70
18,0	5,73	12,0	7,80	6,0	14,05
17,8	5,78	11,8	7,90	5,8	14,45
17,6	5,83	11,6	8,00	5,6	14,90
17,4	5,88	11,4	8,12	5,4	15,40
17,2	5,93	11,2	8,25	5,2	15,90
17,0	5,98	11,0	8,38	5,0	16,50
16,8	6,03	10,8	8,50	—	—
16,6	6,08	10,6	8,63	—	—
16,4	6,13	10,4	8,76	—	—
16,2	6,19	10,2	8,90	—	—
16,0	6,26	10,0	9,05	—	—
15,8	6,33	9,8	9,20	—	—
15,6	6,40	9,6	9,35	—	—
15,4	6,47	9,4	9,50	—	—
15,2	6,54	9,2	9,65	—	—
15,0	6,60	9,0	9,85	—	—
14,8	6,67	8,8	10,05	—	—

Если в процессе газового анализа продуктов неполного горения определялось лишь содержание CO , а H_2 и CH_4 не определялись, то потери тепла вследствие химической неполноты горения дров можно приблизительно определить по формуле

$$q_3 = 90\text{CO} : (\text{CO}_2 + \text{CO}) \%. \quad (125)$$

УПРОЩЕННЫЕ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ПРИ СЖИГАНИИ ТОРФА И БУРЫХ УГЛЕЙ

СОСТАВ И ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТОРФА И БУРЫХ УГЛЕЙ

Средний состав рабочей массы торфа в зависимости от содержания в нем влаги показан в табл. 110. Теплотехнические характеристики торфа с влажностью от 0 до 60% представлены в табл. 111.

Таблица 110

Средний состав торфа различной влажности

№ п/п	Состав рабочей массы, %							Теплотворная способность Q_H^p , ккал/кг
	C^p	H^p	S_R^p	O^p	N^p	A^p	W^p	
1	57,8	6,0	0,3	33,4	2,5	0	0	5240
2	51,5	5,4	0,2	29,7	2,2	11,0	0	4660
3	46,3	4,8	0,2	26,8	2,0	9,9	10	4130
4	41,1	4,3	0,2	23,8	1,8	8,8	20	3610
5	36,0	3,8	0,2	20,8	1,5	7,7	30	3080
6	30,9	3,2	0,2	17,8	1,3	6,6	40	2560
7	25,7	2,7	0,1	14,9	1,1	5,5	50	2030
8	20,5	2,1	0,1	11,9	1,0	4,4	60	1500

Примечания. Выход летучих около 70% от горючей массы торфа.

№ 1. Горючая масса топлива [18].

№ 2. Сухая масса топлива.

№ 3. Брикеты из фрезерного торфа, высушенного до содержания влаги 10%.

№ 6. Средний состав кускового торфа [22].

№ 7. Средний состав фрезерного торфа [22].

№ 8. Весьма влажный фрезерный торф.

Жаропроизводительность горючей массы торфа (№ 1) и сухой массы (№ 2) выше жаропроизводительности природного газа и лишь на 50° С ниже жаропроизводительности мазута.

Жаропроизводительность торфа (№ 3), с содержанием 10% влаги, соответствующим влажности брикетов, производимых из высушенного фрезерного торфа заводом Тоотси (Эстонская ССР) и др. предприятиями, около 1970° С, т. е. лишь на 100—150° С ниже жаропроизводительности топлива с наиболее высокой температурой горения и примерно на 250° С выше жаропроизводительности торфяного генераторного газа.

Теплотехнические характеристики торфа (№ 6) соответствуют характеристикам среднего состава кускового торфа с влажностью 40%. Тепло

Некоторые теплотехнические характеристики торфа различной влажности

№ п/п	Теплотворная способность Q_p^R , ккал/кг	Теоретический объем воздуха, V^o , $\text{м}^3/\text{кг}$	Теоретический объем продуктов горения, V_Σ , $\text{м}^3/\text{кг}$	Отношение сухих и влажных продуктов горения B	Теплотворная способность, отнесенная к 1 м^3 сухих продуктов горения, p , ккал/ м^3	Теплотворная способность, отнесенная к 1 м^3 влажных продуктов горения, R , ккал/ м^3	Жаропроизводительность t' макс., $^\circ\text{C}$
1	5240	5,6	6,3	0,88	950	830	2050
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

технические характеристики торфа (№ 7) относятся к среднему составу фрезерного торфа с влажностью 50%.

Теплотехнические характеристики торфа (№ 8) относятся к весьма влажному фрезерному торфу с содержанием влаги 60%. Состав бурых углей различных бассейнов и месторождений приведен в табл. 112, а теплотехнические характеристики бурых углей в табл. 113.

В табл. 114 приведены данные о составе продуктов полного сгорания торфа и бурых углей с $\text{RO}_{2 \text{ макс}}$ сухих продуктов сгорания около 19,5%. В указанной таблице приведены также значения коэффициентов избытка воздуха α и разбавления сухих продуктов сгорания h в зависимости от содержания в них RO_2 .

Для подсчета по табл. 114 величины h при неполноте сгорания топлива следует вместо RO_2 подставлять сумму $\text{RO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4$.

Подсчеты располагаемого тепла продуктов горения бурых углей и торфа и потерь тепла с уходящими газами. Располагаемое тепло продуктов горения и потери тепла с уходящими газами можно подсчитать по общим для всех видов топлива формулам, приведенным в гл. V, или по локальным формулам, предназначенным для отдельных видов топлива:

$$q = 0,01 t \cdot Z^0_0,$$

$$q_2 = 0,01 (t_{y.r} - t_v) Z^0_0,$$

$$q_2 = 0,01 (t_{y.r} - t_v) Z^0_0.$$

Результаты подсчетов по универсальной и частной формулам совпадают. Потери тепла с уходящими газами при сжигании фрезерного торфа с влажностью около 50% превышают потери тепла с уходящими газами того же состава и при равной температуре, полученными при сжигании кускового торфа с влажностью около 40% (см. подсчет № 1). Это обусловлено меньшей жаропроизводительностью более влажного торфа.

Значения величины Z для торфа промежуточной влажности ($W^p = 45\%$) приведены в табл. 116.

Значения Z для торфа иной влажности можно определить путем интерполяции, а для расчетов, не претендующих на особую точность при отклонении влажности торфа, на 1—2% от влажности, для которой подсчитана величина Z в таблицах, непосредственно пользоваться приведенными в таблицах значениями. Допускаемая при этом погрешность в определении потерь тепла с уходящими газами соизмерима с погрешностями

Состав бурых углей

Район месторождения	Наименование месторождения	Рабочая масса топлива, %							Q _н , ккал/кг	Уг., %	
		W	A	S _к	S _{ор}	C	II	N			O
Содержание влаги до 30%											
Западная Украина Карагандинский бассейн Урал » Казахская ССР Читинская область » Приморский край » Бурят-Монгольская АССР	Коломыйское	20,0	24,0	2,4	1,2	37,8	3,1	3410	10,9	53	
	—	26,0	17,0	0,6		41,9	2,7	3620	11,3	40	
	Богословское	28,0	21,6	0,3		34,3	2,4	2840	12,8	48	
	Челябинское	17,0	24,9	0,7	0,5	41,8	3,0	3770	11,1	43	
	Ленгоровское	27,0	14,6	1,3	0,8	44,4	2,6	3850	8,9	40	
	Тарбагатайское	25,0	13,5	3,1	0,6	45,5	3,1	4050	8,4	43	
	Арабагартское	25,0	15,0	0,2	0,5	42,6	2,9	3720	13,0	45	
	Артемовское	28,0	21,6	0,3		35,5	2,9	3120	10,9	49	
	Тавричанское	14,0	21,5	0,5		47,7	3,5	4350	11,8	45	
	Гусино-Озерское	21,0	15,8	0,6		47,4	3,2	4240	11,4	43	
Киргизская ССР » Таджикская ССР Грузинская ССР »	Сулукта	21,0	11,9	0,5	0,1	51,7	2,7	4400	11,6	36	
	Кизыл-Кия	27,0	11,7	1,4	0,4	46,0	2,6	4000	10,3	38	
	Шураб	26,0	12,6	0,7		46,7	2,5	3950	11,0	35	
	Гелати	11,0	40,1	1,5	0,5	34,2	2,5	3070	9,5	49	
	Ахалцхское	20,0	38,4	0,6	0,5	28,1	2,4	2470	9,5	49	
Содержание влаги от 30 до 40%											
Подмосковный бассейн Западная Украина Красноярский край Читинская область Хабаровский край » Узбекская ССР	—	33,0	23,5	1,7	1,2	29,1	2,2	2510	8,7	45	
	Золотчевское (Тросятинское)	37,0	18,9	1,2	2,4	28,2	2,3	2420	9,6	57	
	Канское (Прша—Борондинское)	32,0	10,2	0,3	0,2	41,6	2,9	3570	12,0	49	
	Черновское	33,0	7,4	0,5		44,7	3,0	3910	10,6	42	
	Райчихинское	37,0	9,5	0,2		37,8	2,3	3070	12,7	42	
Киддинское	37,0	13,2	0,2		35,3	2,1	2840	11,6	41		
	Ангренское	35,0	11,0	0,7	0,7	41,9	2,0	3450	8,3	34	

Таблица 112 (окончание)

Район месторождения	Наименование месторождения	Рабочая масса топлива, %							$Q_{п, \text{ккал/кг}}$	$V^*, \%$	
		W	A	S _к	S _{ор}	C	H	O			
Содержание влаги выше 40%											
Закарпатская Украина Правобережье УССР	Мукачевское (Ильицкое)	45,0	24,8	0,4		19,6	1,8	8,1	1500	60	
	Александровское, Звенигородское, Коростышевское и др.	53,0	14,1	0,7	1,9	21,4	1,9	7,1	1650	60	
Башкирская АССР	Бабаевское (Ермолаевский разрез)	52,0	9,6	0,3	0,4	26,7	2,5	8,3	2240	63	

Таблица 113

Некоторые теплотехнические характеристики бурых углей *

Район месторождения	Наименование месторождения	Теплотворная способность $Q_p, \text{ккал/кг}$	Теоретический объем воздуха $V_{\text{теор}}, \text{м}^3/\text{кг}$	Теоретический объем продуктов горения $V_p, \text{м}^3/\text{кг}$	Отношение объемов сухих и влажных продуктов горения B	Теплотворная способность, отнесенная к 1 м ³ сухих продуктов горения, $P, \text{ккал/м}^3$	Теплотворная способность, отнесенная к 1 м ³ влажных продуктов горения, $R, \text{ккал/м}^3$	Жаропроизводительность топлива $t_{\text{макс}}, ^\circ\text{C}$	$W_{\text{макс}}$ сухих продуктов горения, %
Западная Украина Карпатский бассейн Урал	Коломыйское	3410	3,94	4,50	0,85	890	760	1870	19,5
	Богословское	3620	4,09	4,71	0,87	870	770	1900	19,2
	Челябинское	2840	3,27	3,90	0,83	880	730	1790	19,8
	Ленгеровское	3770	4,18	4,71	0,87	920	800	1970	19,3
	Тарбагатайское	3850	4,41	5,03	0,86	890	770	1900	19,4
Казахская АССР Читинская область »	Арабагатайское	4050	4,71	5,34	0,87	880	760	1870	19,1
	Арабагатайское	3720	4,15	4,78	0,85	920	780	1930	19,6

* Теплотехнические характеристики подсчитаны с учетом содержания в воздухе 1 вес. % влаги (см. также табл. 113—121).

Таблица 113 (окончание)

Район месторождения	Наименование месторождения	Теплотворная спо- собность Q_p^H , ккал/кг	Теоретический объем воздуха V_0 , $\text{м}^3/\text{кг}$	Теоретический объем V_2 , $\text{м}^3/\text{кг}$	Отношение объемов сухих и влажных продуктов горения B	Теплотворная спо- собность, отнесен- ная к 1 м^3 сухих продуктов горения, P , ккал/ м^3	Теплотворная спо- собность, отнесенная к 1 м^3 влажных продуктов горения, R , ккал/ м^3	Испаряемость топлива $t_{\text{макс}}^*$, °С	$\text{H}_2\text{O}_{\text{макс}}$ сухих про- дуктов горения, %
Приморский край	Артемовское	3120	3,57	4,22	0,83	900	740	1830	18,9
»	Тавричанское	4350	4,79	5,33	0,88	920	820	2020	19,0
Бурят-Монгольская АССР	Гусино-Озерское	4240	4,70	5,30	0,87	920	800	1970	19,3
Гиргизская ССР	Сулукта	4400	4,95	5,52	0,88	900	800	1970	19,9
»	Кизыл-Кия	4000	4,50	5,13	0,86	900	780	1930	19,6
Таджикская ССР	Шураб	3950	4,47	5,09	0,87	900	780	1930	19,9
Грузинская ССР	Гелати	3070	3,45	3,86	0,88	905	800	1970	19,1
»	Ахалцхское	2470	2,89	3,35	0,83	885	740	1820	19,0
Содержание влаги от 30 до 400%									
Подмосковный бассейн	—	2510	2,98	3,62	0,81	860	700	1720	19,3
Западная Украина	Золотческое	2420	2,92	3,62	0,79	850	670	1650	19,2
Красноярский край	Канское	3570	4,09	4,80	0,84	890	740	1840	19,6
Чилинская область	Черновское	3910	4,43	5,17	0,85	900	760	1870	19,3
Хабаровский край	Райчихинское	3070	3,56	4,29	0,82	880	720	1770	19,9
»	Кивдинское	2840	3,41	4,08	0,82	850	700	1720	19,6
Узбекская ССР	Ангретское	3450	4,03	4,70	0,85	860	730	1790	19,8
Содержание влаги выше 40%									
Закарпатская Украина	Мукачевское	1500	1,96	2,71	0,71	780	550	1380	19,3
УССР, Правобережье	Александровское, Звенигородское, Коростышевское	1650	2,23	3,08	0,70	760	540	1350	18,9
Башкирская АССР	Бабаевское (Ермолаевский разрез)	2240	2,78	3,67	0,74	830	630	1550	18,5

Состав продуктов полного сгорания торфа и бурых углей с $\text{RO}_2_{\text{макс}} \approx 19,5\%$ и значения коэффициентов разбавления сухих продуктов горения h и избытка воздуха α

Содержание			Коэффициент разбавления сухих продуктов горения h	Коэффициент избытка воздуха α	Содержание			Коэффициент разбавления сухих продуктов горения h	Коэффициент избытка воздуха α
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 процессе определения содержания влаги в торфе. Так, по ГОСТУ 278—54 при определении в разных лабораториях содержания влаги в лабораторной пробе торфа допускается расхождение в 1%, а при ускоренном определении содержания влаги в торфе по ГОСТУ 7302—54 допускается расхождение в 1,5% между анализами, выполненными в одной лаборатории. К этому следует добавить погрешности, допускаемые при отборе средней пробы торфа.

Значение величины Z для кускового торфа с влажностью около 40%
при температуре уходящих газов от 100 до 300°С

Содержание в продуктах горения $RO_2 + CO, \%$	Z	Содержание в продуктах горения $RO_2 + CO, \%$	Z	Содержание в продуктах горения $RO_2 + CO, \%$	Z
19,5	5,12	14,8	6,28	9,8	8,75
19,3	5,16	14,6	6,34	9,6	8,90
19,1	5,20	14,4	6,40	9,4	9,05
19,0	5,22	14,2	6,46	9,2	9,25
18,8	5,25	14,0	6,52	9,0	9,45
18,6	5,30	13,8	6,59	8,8	9,60
18,4	5,35	13,6	6,67	8,6	9,80
18,2	5,40	13,4	6,75	8,4	10,00
18,0	5,45	13,2	6,85	8,2	10,20
17,8	5,50	13,0	6,95	8,0	10,40
17,6	5,55	12,8	7,05	7,8	10,65
17,4	5,60	12,6	7,15	7,6	10,90
17,2	5,65	12,4	7,25	7,4	11,20
17,0	5,70	12,2	7,35	7,2	11,50
16,8	5,75	12,0	7,45	7,0	11,80
16,6	5,80	11,8	7,55	6,8	12,10
16,4	5,85	11,6	7,65	6,6	12,40
16,2	5,90	11,4	7,75	6,4	12,70
16,0	5,95	11,2	7,86	6,2	13,10
15,8	6,00	11,0	7,98	6,0	13,50
15,6	6,05	10,8	8,10	5,8	13,90
15,4	6,10	10,6	8,23	5,6	14,30
15,2	6,16	10,4	8,35	5,4	14,80
15,0	6,22	10,2	8,50	5,2	15,30
		10,0	8,65	5,0	15,80

Таблица 116

Значение величины Z для торфа с влажностью около 45% при температуре
уходящих газов от 100 до 300°С

Содержание в продуктах горения $RO_2 + CO, \%$	Z	Содержание в продуктах горения $RO_2 + CO, \%$	Z	Содержание в продуктах горения $RO_2 + CO, \%$	Z
19,5	5,35	17,2	5,90	14,8	6,58
19,3	5,40	17,0	5,95	14,6	6,64
19,1	5,45	16,8	6,00	14,4	6,70
19,0	5,47	16,6	6,05	14,2	6,76
18,8	5,50	16,4	6,10	14,0	6,82
18,6	5,55	16,2	6,15	13,8	6,90
18,4	5,60	16,0	6,20	13,6	6,98
18,2	5,65	15,8	6,25	13,4	7,05
18,0	5,70	15,6	6,30	13,2	7,15
17,8	5,75	15,4	6,35	13,0	7,25
17,6	5,80	15,2	6,42	12,8	7,35
17,4	5,85	15,0	6,50	12,6	7,45

Таблица 116 (окончание)

Содержание в продуктах горения $\text{RO}_2 + \text{CO}, \%$	Z	Содержание в продуктах горения $\text{RO}_2 + \text{CO}, \%$	Z	Содержание в продуктах горения $\text{RO}_2 + \text{CO}, \%$	Z
12,4	7,55	9,8	9,05	7,2	11,90
12,2	7,65	9,6	9,20	7,0	12,20
12,0	7,75	9,4	9,40	6,8	12,50
11,8	7,85	9,2	9,60	6,6	12,70
11,6	7,95	9,0	9,80	6,4	13,05
11,4	8,05	8,8	10,00	6,2	13,40
11,2	8,15	8,6	10,20	6,0	13,80
11,0	8,28	8,4	10,40	5,8	14,30
10,8	8,40	8,2	10,60	5,6	14,70
10,6	8,53	8,0	10,80	5,4	15,20
10,4	8,65	7,8	11,00	5,2	15,70
10,2	8,80	7,6	11,30	5,0	16,30
10,0	8,95	7,4	11,60		

Таблица 117

Значение величины Z для фрезерного торфа с влажностью около 50%
при температуре уходящих газов от 100 до 300° С

Содержание в продуктах горения $\text{RO}_2 + \text{CO}, \%$	Z	Содержание в продуктах горения $\text{RO}_2 + \text{CO}, \%$	Z	Содержание в продуктах горения $\text{RO}_2 + \text{CO}, \%$	Z
19,5	5,60	14,8	6,89	9,8	9,45
19,3	5,65	14,6	6,96	9,6	9,60
19,1	5,70	14,4	7,02	9,4	9,80
19,0	5,73	14,2	7,08	9,2	10,00
18,8	5,78	14,0	7,15	9,0	10,20
18,6	5,84	13,8	7,22	8,8	10,40
18,4	5,90	13,6	7,30	8,6	10,60
18,2	5,95	13,4	7,40	8,4	10,80
18,0	6,00	13,2	7,50	8,2	11,00
17,8	6,05	13,0	7,60	8,0	11,20
17,6	6,10	12,8	7,70	7,8	11,40
17,4	6,15	12,6	7,80	7,6	11,70
17,2	6,20	12,4	7,90	7,4	12,00
17,0	6,25	12,2	8,00	7,2	12,30
16,8	6,30	12,0	8,10	7,0	12,60
16,6	6,35	11,8	8,20	6,8	12,90
16,4	6,40	11,6	8,30	6,6	13,10
16,2	6,45	11,4	8,40	6,4	13,45
16,0	6,50	11,2	8,50	6,2	13,80
15,8	6,55	11,0	8,60	6,0	14,20
15,6	6,60	10,8	8,70	5,8	14,70
15,4	6,67	10,6	8,80	5,6	15,20
15,2	6,75	10,4	9,00	5,4	15,70
15,0	6,82	10,2	9,15	5,2	16,20
		10,0	9,30	5,0	16,90

Значение величины Z для бурых углей Челябинского бассейна¹
при температуре уходящих газов от 100 до 300° С

RO ₂ + CO, %	Z	RO ₂ + CO, %	Z	RO ₂ + CO, %	Z
19,0	4,30	15,2	5,20	11,4	6,67
18,8	4,32	15,0	5,25	11,2	6,77
18,6	4,35	14,8	5,30	11,0	6,88
18,4	4,40	14,6	5,36	10,8	6,99
18,2	4,45	14,4	5,42	10,6	7,11
18,0	4,50	14,2	5,48	10,4	7,23
17,8	4,55	14,0	5,55	10,2	7,36
17,6	4,60	13,8	5,62	10,0	7,50
17,4	4,65	13,6	5,70	9,8	7,65
17,2	4,70	13,4	5,77	9,6	7,80
17,0	4,75	13,2	5,85	9,4	7,95
16,8	4,80	13,0	5,93	9,2	8,10
16,6	4,85	12,8	6,00	9,0	8,25
16,4	4,90	12,6	6,08	8,8	8,40
16,2	4,95	12,4	6,16	8,6	8,60
16,0	5,00	12,2	6,25	8,4	8,80
15,8	5,05	12,0	6,35	8,2	9,00
15,6	5,10	11,8	6,45	8,0	9,20
15,4	5,15	11,6	6,56	—	—

¹ RO₂_{макс} около 19,3%, содержание влаги около 17%, $t'_{\text{макс}}$ около 1950° С.

Таблица 119

Значение величины Z для Бородинского, Барандатского, Березовского и
Абанского бурых углей¹ Канско-Ачинского бассейна при температуре
уходящих газов от 100 до 300° С

RO ₂ + CO, %	Z	RO ₂ + CO, %	Z	RO ₂ + CO, %	Z
19,0	4,65	15,4	5,50	11,8	6,90
18,8	4,70	15,2	5,56	11,6	7,00
18,6	4,74	15,0	5,62	11,4	7,11
18,4	4,78	14,8	5,68	11,2	7,22
18,2	4,82	14,6	5,75	11,0	7,33
18,0	4,86	14,4	5,82	10,8	7,45
17,8	4,90	14,2	5,89	10,6	7,57
17,6	4,95	14,0	5,96	10,4	7,70
17,4	5,00	13,8	6,04	10,2	7,83
17,2	5,05	13,6	6,11	10,0	7,96
17,0	5,10	13,4	6,18	9,8	8,10
16,8	5,15	13,2	6,26	9,6	8,25
16,6	5,20	13,0	6,35	9,4	8,40
16,4	5,25	12,8	6,44	9,2	8,55
16,2	5,30	12,6	6,52	9,0	8,70
16,0	5,35	12,4	6,60	8,8	8,87
15,8	5,40	12,2	6,70	8,6	9,05
15,6	5,45	12,0	6,80	8,4	9,25
—	—	—	—	8,2	9,45
—	—	—	—	8,0	9,65

¹ Содержание влаги около 33%, RO₂_{макс} 19,6%, $t'_{\text{макс}}$ около 1840° С.

Значения величины Z для Назаровских и Итатских углей¹ Канско-Ачинского бассейна при температуре уходящих газов от 100 до 300°С

RO ₂ +CO, %	Z	RO ₂ +CO, %	Z	RO ₂ +CO, %	Z
19,0	4,85	15,2	5,81	11,4	7,37
18,8	4,89	15,0	5,87	11,2	7,48
18,6	4,93	14,8	5,93	11,0	7,59
18,4	4,97	14,6	6,00	10,8	7,70
18,2	5,02	14,4	6,06	10,6	7,82
18,0	5,07	14,2	6,13	10,4	7,95
17,8	5,12	14,0	6,20	10,2	8,07
17,6	5,17	13,8	6,27	10,0	8,20
17,4	5,22	13,6	6,34	9,8	8,34
17,2	5,27	13,4	6,42	9,6	8,50
17,0	5,32	13,2	6,50	9,4	8,66
16,8	5,37	13,0	6,67	9,2	8,83
16,6	5,42	12,8	6,75	9,0	9,00
16,4	5,47	12,6	6,82	8,8	9,18
16,2	5,52	12,4	6,90	8,6	9,36
16,0	5,57	12,2	6,99	8,4	9,55
15,8	5,63	12,0	7,08	8,2	9,77
15,6	5,69	11,8	7,15	8,0	10,00
15,4	5,75	11,6	7,26		

¹ Содержание влаги около 39–40%, RO₂_{макс} около 19,8%, $t'_{\text{макс}}$ около 1760°С.

Значение величины Z для подмосковного угля¹ при температуре уходящих газов от 100 до 300°С

Содержание в продуктах горения RO ₂ +CO, %	Z	Содержание в продуктах горения RO ₂ +CO, %	Z	Содержание в продуктах горения RO ₂ +CO, %	Z
19,0	4,95	15,2	5,90	11,4	7,54
18,8	4,97	15,0	5,96	11,2	7,65
18,6	5,00	14,8	6,03	11,0	7,78
18,4	5,05	14,6	6,10	10,8	7,90
18,2	5,10	14,4	6,17	10,6	8,02
18,0	5,15	14,2	6,24	10,4	8,15
17,8	5,20	14,0	6,32	10,2	8,30
17,6	5,25	13,8	6,40	10,0	8,45
17,4	5,30	13,6	6,48	9,8	8,62
17,2	5,35	13,4	6,56	9,6	8,80
17,0	5,40	13,2	6,64	9,4	8,98
16,8	5,45	13,0	6,73	9,2	9,15
16,6	5,50	12,8	6,82	9,0	9,32
16,4	5,55	12,6	6,90	8,8	9,50
16,2	5,60	12,4	7,00	8,6	9,70
16,0	5,66	12,2	7,10	8,4	9,90
15,8	5,72	12,0	7,21	8,2	10,10
15,6	5,78	11,8	7,32	8,0	10,30
15,4	5,84	11,6	7,43		

¹ RO₂_{макс} около 19,3%, содержание влаги около 33%, $t'_{\text{макс}}$ около 1720°С.

При подсчете потерь тепла с уходящими газами по отношению к твердому топливу за вычетом несгоревшей его части, т. е. с учетом потерь тепла вследствие механической неполноты горения — q_4 в указанные выше формулы дополнительно вводится множитель $0,01 (100 - q_4)$.

Примерные значения величин q_4 приведены в главе V, стр. 136.

Значения величины Z для температуры продуктов горения от 100 до 300° С даны в следующих таблицах:

для торфа с влажностью около 40% — табл. 115, с влажностью около 45% — табл. 116, с влажностью около 50% — табл. 117;

для бурых углей челябинских — табл. 118, бородинских, барадатских, березовских и абаканских Канско-Ачинского бассейна — табл. 119, назаровских и итатских Канско-Ачинского бассейна — табл. 120, подмосковных — табл. 121.

Подсчет 1. При сжигании торфа с влажностью около 40% получены уходящие газы следующего состава: RO_2 — 14,8; O_2 — 5,1; N_2 — 80,1%. Температура уходящих газов 220° С, температура воздуха 20° С.

Подсчитать потери тепла с уходящими газами по универсальной формуле (72), а также по формуле (120) и вспомогательной табл. 115 для торфа.

1) Подсчет по универсальной формуле

$$q_2 = \frac{t_{y.r} - t_b}{t'_{\max}} [C' + (h - 1) K \cdot B] 100.$$

По табл. 111 для торфа с влажностью около 40% $t'_{\max} = 1640^\circ \text{С}$; $B = 0,77$; $RO_{2\max} = 19,5\%$.

По табл. 199 (гл. XXVIII) C' для торфа — 0,84; $K = 0,79$

$$h = RO_{2\max} : RO_2 = 19,5 : 14,8 = 1,31,$$

$$q_2 = \frac{220 - 20}{1640} [0,84 + (0,31 \cdot 0,79 \cdot 0,77) 100] = 12,6\%.$$

2) Подсчет по формуле для торфа

$$q_2 = 0,01 (t_{y.r} - t_b) Z.$$

Величина Z для торфа с влажностью около 40% равна 6,28.

$$q_2 = 0,01 (220 - 20) 6,28 = 12,56 \cong 12,6\%.$$

Подсчет 2. Состав уходящих газов при сжигании фрезерного торфа с влажностью около 50% следующий: RO_2 — 14,8; O_2 — 5,1; N_2 — 80,1%. Температура уходящих газов 220° С, температура воздуха 20° С. Подсчитать потери тепла с уходящими газами по универсальной формуле (72) и по формуле (120) и вспомогательной табл. 117 для фрезерного торфа.

1) Подсчет по универсальной формуле

По табл. 111 для фрезерного торфа с влажностью 50%

$$t'_{\max} = 1480^\circ \text{С}; B = 0,72; RO_{2\max} = 19,5\%.$$

По табл. 199 при температуре уходящих газов 200°С

$$C' = 0,84; K = 0,79.$$

Определяем коэффициент разбавления сухих продуктов горения по формуле (39)

$$h = 19,5 : 14,8 = 1,31,$$

$$q_2 = \frac{220 - 20}{1480} [0,84 + (0,31 \cdot 0,79 \cdot 0,72)] 100 = 13,8\%.$$

2) Подсчет по формуле для торфа
По табл. 117 величина Z для торфа с влажностью около 50% равна 6,89

$$q_2 = 0,01 (220 - 20) 6,89 = 13,78 \approx 13,8\%.$$

Подсчеты потерь тепла вследствие химической неполноты горения бурых углей и торфа. Потери тепла вследствие неполноты горения можно подсчитать по универсальной формуле (87), приведенной на стр. 148, или по локальным формулам, предназначенным для определенных видов топлива.

Локальные формулы для подсчета потерь тепла вследствие химической неполноты горения при работе на кусковом торфе с влажностью около 40% и величиной p около 860 ккал/нм³ [см. формулу (101)]

$$q_3 = \frac{68\text{CO} + 60\text{H}_2 + 190\text{CH}_4}{\text{RO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4} \%,$$

а при сжигании фрезерного торфа с влажностью около 50% и величиной p около 830 ккал/нм³ сухих продуктов горения [см. формулу (101а)]

$$q_3 = \frac{70\text{CO} + 60\text{H}_2 + 200\text{CH}_4}{\text{RO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4} \%.$$

При сжигании бурых углей по формуле (102, стр. 175).

$$q_3 = \frac{67\text{CO} + 56\text{H}_2 + 190\text{CH}_4}{\text{RO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4} \%.$$

Подсчет 3. При сжигании фрезерного торфа с содержанием влаги около 50% получены продукты горения следующего состава:

$$\text{RO}_2 - 9,2\%, \text{CO} - 0,5\%, \text{H}_2 - 0,2\%, \text{O}_2 - 10,8\%, \text{N}_2 - 79,3\%.$$

Подсчитать потери тепла вследствие химической неполноты горения.
По формуле (101а)

$$q_3 = \frac{70 \cdot 0,5 + 60 \cdot 0,2}{9,2 + 0,5} = 4,8\%$$

Если содержание H_2 и CH_4 в продуктах неполного сгорания торфа не определялось и установлено лишь содержание в них CO , то приближенно потери тепла вследствие химической неполноты горения можно подсчитать по формуле

$$q_3 = 90\text{CO} : (\text{RO}_2 + \text{CO}) \% \quad (126).$$

Различие в результатах подсчетов потерь тепла вследствие химической неполноты горения по общей для всех бурых углей с влажностью до 40% формуле 102 и локальным формулам для челябинских, Канско-Ачинских и подмосковных углей, а также для других бурых углей с содержанием влаги до 40% и значением величины p порядка 850—900 ккал/нм³ составляет $\pm 3\%$ от величины потери тепла вследствие химической неполноты горения или около 0,1% по отношению к теплоте сгорания топлива, при потерях тепла вследствие химической неполноты горения в пределах нескольких процентов.

Указанное расхождение не выходит за пределы точности определения исходных величин, обусловленных погрешностями в процессе отбора средней пробы продуктов горения и проведении газового анализа.

$$q_3 = 80\text{CO} : (\text{RO}_2 + \text{CO}).$$

Для бурых углей типа Челябинского с содержанием влаги 17%, золы 25% и величиной p около 900 ккал/нм³ сухих продуктов сгорания потери тепла вследствие химической неполноты горения можно определить по формуле

$$q_3 = \frac{65\text{CO} + 55\text{H}_2 + 185\text{CH}_4}{\text{RO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4} \% \quad (127)$$

Для бурых углей Бородинского, Барандатского, Березовского и Абаканского месторождений Канско-Ачинского бассейна с содержанием влаги около 33%, золы 9% и величиной p около 895 ккал/нм³ подсчет можно вести по формуле

$$q_3 = \frac{66\text{CO} + 55\text{H}_2 + 190\text{CH}_4}{\text{RO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4} \% \quad (128)$$

Для подмосковного угля с содержанием влаги около 33%, золы около 23% и величиной P 860 ккал/нм³, а также для бурых углей Назаровского и Итатского месторождений с содержанием влаги около 39%, золы 7% и величиной P 870 ккал/нм³ формулы для подсчета потерь тепла вследствие химической неполноты горения практически совпадают

$$q_3 = \frac{68\text{CO} + 57\text{H}_2 + 190\text{CH}_4}{\text{RO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4} \% \quad (129)$$

Сопоставление формул (127), (128) и (129) показывает малое различие в коэффициентах при CO, H₂ и CH₄, обусловленное небольшими различиями в значениях величины p .

В соответствии с этим для бурых углей различных бассейнов и месторождений при содержании влаги до 40% подсчет потерь тепла вследствие химической неполноты горения можно вести по общей формуле (102).

Если в продуктах горения бурых углей с содержанием влаги до 40% определялось только содержание CO и не фиксировалось содержание других горючих компонентов, т. е. H₂ и CH₄, то потери тепла вследствие химической неполноты горения можно приближенно подсчитать по формуле (102а)

УПРОЩЕННЫЕ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ПРИ СЖИГАНИИ КАМЕННЫХ УГЛЕЙ, АНТРАЦИТА И КОКСА

Состав и теплотехнические характеристики каменных углей различных бассейнов, месторождений и марок приведены в табл. 122 и 123. В табл. 124, 125 и 126 даны состав и теплотехнические характеристики полуантрацита и антрацита.

Подсчет потерь тепла с уходящими газами при сжигании каменных углей и антрацита, равно как и других видов твердого топлива, разобран в главе V, стр. 136, а подсчет потерь тепла вследствие химической неполноты горения в главе VI, стр. 171.

Вспомогательные расчетные табл. 127 и 128 позволяют определить для каменных углей и антрацита соотношение между RO_2 и O_2 в продуктах полного сгорания, коэффициенты избытка воздуха α и разбавления сухих продуктов горения h , а также калориметрическую температуру горения антрацита.

В табл. 129, 130 и 131 даны значения величины Z , позволяющие подсчитать по формулам (119)—(122) располагаемое тепло продуктов горения и потери тепла с уходящими газами при сжигании каменных углей, антрацита и кокса.

Потери тепла вследствие химической неполноты горения при сжигании каменных углей и антрацита можно подсчитать по формулам (103) и (104), приведенным в гл. VI (стр. 175).

Подсчет 1. Сжигается донецкий каменный уголь марки ПС. В уходящих газах содержится 12,1% RO_2 и 2,82% CO [42].

По формуле (103) для каменного угля:

$$q_3 = \frac{60\text{CO}}{\text{CO}_2 + \text{CO}} = \frac{60 \cdot 2,82}{12,1 + 2,82} = 11,3\%.$$

При подсчете с определением состава и теплотворной способности угля $q_3 = 11,5\%$ (см. стр. 171).

Подсчет 2. Сжигается каменный уголь. В уходящих газах содержится 14% RO_2 и 2% CO [44]

$$q_3 = \frac{60\text{CO}}{\text{RO}_2 + \text{CO}} = \frac{60 \cdot 2}{14 + 2} = 7,5\%.$$

При подсчете потерь тепла вследствие химической неполноты горения с предварительным определением состава и теплотворной способности угля получено значение $q_3 = 7,6\%$ (см. стр. 172).

Подсчет 3. Сжигается промежуточный продукт обогащения кизеловского каменного угля. В уходящих газах содержится 13,05% RO_2 и 1,1% CO [38]

$$q_3 = \frac{60\text{CO}}{\text{RO}_2 + \text{CO}} = \frac{60 \cdot 1,1}{13,05 + 1,1} = 4,65\%.$$

Результат совпадает с подсчетом, выполненным с учетом элементарного состава и теплотворной способности промпродукта (см. стр. 172).

Состав каменных углей

Район месторождения	Наименование месторождения	Марка и сорт угля	Рабочая масса топлива, %								Горючая масса, W ^г , %	
			W	A	S _з	S _{ор}	C	H	N	O		Q _H , ккал/кг
Донецкий бассейн	Д	Д	13,0	19,6	2,4	1,6	50,6	3,7	1,1	8,0	4840	43
	»	Г	7,0	15,8	1,9	1,4	62,1	4,2	1,2	6,4	5900	39
	»	ПЖ	6,0	18,8		3,6	62,4	3,8	1,1	4,3	5980	32
	»	К	5,0	23,4	1,8	0,8	62,0	3,4	1,1	2,5	5800	20
	»	ПС	4,0	15,9	1,6	0,9	70,5	3,6	1,2	2,3	6600	15
	»	Т	5,0	15,2	1,8	0,9	70,6	3,4	1,2	1,9	6550	13
	»	ПП	6,0	42,3	3,5	0,5	40,8	2,7	0,8	3,4	3890	30
	»	Шлам	20,0	16,0	1,6	0,7	54,4	3,2	1,0	3,1	5070	30
	»	Д	11,0	24,9	1,9	0,6	47,4	3,2	1,3	9,7	4340	39
	»	ПЖ	7,0	18,6	0,4	0,5	62,5	3,9	1,7	5,4	5930	31
Печорский бассейн	Д	Д	5,5	26,5		4,6	51,7	3,8	0,9	7,0	5000	45
	»	Г	5,5	29,3	3,2	1,9	50,9	3,7	0,8	4,7	4970	44
	»	ПП	11,0	35,6	8,0	1,5	37,9	2,9	0,9	2,2	3860	44
	»	Г	10,0	18,0	0,5	0,6	58,0	4,0	1,1	7,8	5460	40
Каратадинский бассейн	ПЖ-ПС	ПЖ-ПС	7,5	25,0	0,8	0,8	57,0	3,4	0,9	5,4	5320	28
	СС	СС	7,0	37,2	0,7	0,7	45,2	2,9	0,8	6,2	4190	28
	Иргышское (Экибасту)	Иргышское (Экибасту)	10,0	5,0	0,4	0,4	67,2	4,7	2,0	10,7	6300	40
	Ленинское	Ленинское	9,0	10,9	0,6	0,6	66,1	4,6	2,2	6,6	6240	39
	»	»	6,5	12,2	0,6	0,6	74,0	3,5	1,5	1,7	6740	15
	Анжеро-Судженское	Анжеро-Судженское										
	»	»										
	»	»										
	»	»										
	»	»										

Таблица 122 (окончание)

Район месторождения	Наименование месторождения	Марка и сорт угля	Рабочая масса топлива, %							Горючая масса, V ^r , %		
			W	A	S _к	S _{ор}	C	H	N		O	Q _H , ккал/кг
Кузнецкий бассейн	Кемеровское	К-ПС-СС	9,0	15,5		0,5	64,9	3,8	1,5	4,8	5990	29
	»	ПС-Т	8,0	14,7		0,5	70,0	3,3	1,5	2,0	6360	16
	» Прокловско-Киселевское	СС _{26—35}	7,0	7,4		0,4	71,0	4,5	2,0	7,7	6640	20
	» То же	СС _{18—25}	6,0	10,3		0,4	73,2	3,9	1,8	4,4	6770	32
	» »	СС _{11—17}	5,0	11,4		0,4	74,8	3,6	1,8	3,0	6830	22
	» Араличевское	Т	7,0	16,7		0,6	68,3	3,1	1,5	2,8	6130	14
	» То же	ПП	4,0	25,0		0,5	60,4	3,6	1,8	4,7	5660	11
	» Минусинское	Д	13,0	10,4	0,2	0,4	67,9	4,8	1,9	1,4	6340	28
	Хакасская автономная область											42
	Иркутская область	Черемховское	Д	14,0	21,5	0,5	0,5	50,0	3,7	1,0	8,8	4660
Букачинское		Д	12,0	10,0		0,5	60,8	4,3	0,9	11,5	5610	42
» То же		Г	8,0	12,0		0,6	65,6	4,4	0,9	8,5	6140	38
» Ургальское (Буря)		Г	5,0	31,4		0,3	50,9	3,8	0,8	7,8	4860	42
» Липовецкое		Д	8,5	27,5		0,3	48,6	3,8	0,6	10,7	4530	50
» Сучанское		Г	7,0	27,9		0,5	54,7	3,4	0,9	5,6	5030	35
» То же		ПЖ	6,0	21,6		0,4	61,9	3,6	1,0	5,5	5720	29
» Подгорное		Т	5,0	38,0		0,3	49,9	2,6	0,6	3,6	4520	17
» Октябрьское		Коксовый	4,0	11,6		0,4	74,3	4,3	1,7	3,7	7040	23
» Кок-Ягак		Д	15,0	17,0	1,2	0,4	52,7	3,5	0,7	9,5	4850	37
Киргизская ССР	Ташкумыр	Д	13,0	11,3		0,8	59,4	3,8	0,9	10,8	5450	37
	» Тквибульское	Г	11,0	26,7	0,7	0,7	48,0	3,6	0,9	8,4	4470	43
	» Ткварчельское	ПЖ	10,0	34,2	1,3	0,5	44,1	3,3	0,9	5,7	4180	40

Теплотехнические характеристики каменных углей *

Район месторождения	Марка и сорт угля	Низшая теплотворная способность Q_n , ккал/кг	Теоретический объем воздуха V_0 , м ³ /кг	Теоретический объем продуктов горения V_g , м ³ /кг	Отношение объемов сухих и влажных продуктов горения V	Теплотворная способность Q_n в 1 м ³ влажных продуктов горения, ккал/м ³	Теплотворная способность Q_n в 1 м ³ сухих продуктов горения, ккал/м ³	Жаропроводность λ , ккал/м ² ·с	R_{O_2} макс сухих продуктов горения, %	
Донецкий бассейн	Длиннопламенный Д	4840	5,35	5,86	0,89	940	830	2050	18,7	
	» Газовый Г	5900	6,53	7,01	0,90	930	840	2080	18,7	
	» Паровичный жирный ПЖ	5980	6,53	6,96	0,91	940	860	2120	18,7	
	» Гоксовый Г	5800	6,40	6,87	0,92	920	860	2080	18,8	
	» Паровичный спекающийся ПС	6600	7,20	7,66	0,92	940	860	2120	19,0	
»	Тоцкий Т	6550	7,21	7,60	0,93	930	860	2120	19,0	
	Промежуточный продукт мокрого обогащения ПП мокр.	3890	4,36	4,69	0,90	920	830	2050	18,5	
	» Шлам	5070	5,66	6,21	0,89	920	820	2020	18,7	
	Печорский бассейн	Длиннопламенный Д	4340	4,82	5,29	0,90	920	820	2020	19,0
	» Паровичный жирный ПЖ	5930	6,44	6,90	0,91	940	860	2120	18,7	
Урал, Кизеловское	Длиннопламенный Д	5000	5,52	5,95	0,90	930	840	2080	18,6	
	» Газовый Г	4970	5,52	5,92	0,91	930	840	2080	18,5	
	» Промежуточный продукт обогащения угля ПП	3860	4,38	4,77	0,89	910	810	2000	18,5	
Буланакское	Газовый Г	5460	5,99	6,50	0,90	940	840	2080	18,8	
	Карагандинский бассейн	Паровичный жирный, паровичный спекающийся ПЖ/ПС	5320	5,82	6,24	0,91	940	850	2100	18,8

* Теплотехнические характеристики подсчитаны с учетом содержания в воздухе 1 весового процента влаги.

Район месторождения	Марка и сорт угля	Наша теплотворная способность $Q_{\text{н}}$, ккал/кг	Теплотесный объем воздуха $V_{\text{а}}$, $\text{м}^3/\text{кг}$	Теплотесный объем продуктов горения $V_{\text{г}}$, $\text{м}^3/\text{кг}$	Отношение объемов сухих и влажных продуктов горения B	Теплотворная способность, отнесенная к 1 м^3 сухих продуктов горения, P , ккал/ м^3	Теплотворная способность, отнесенная к 1 м^3 влажных продуктов горения, R , ккал/ м^3	Жаропроизводительность топлива $t_{\text{Макс}}$, $^{\circ}\text{C}$	$R_{\text{Макс}}$ сухих продуктов горения, %
Казахская ССР Экбастузское Кузнецкий бассейн, Ленинское То же Анджиро-Судженское Кемеровское » Проктошевское-Киселевское То же » Аральское Кузнецкий	Слабоспекающийся СС	4190	4,60	4,97	0,90	930	840	2080	19,1
	Длиннопламенный Д	6300	6,88	5,46	0,90	940	850	2090	18,7
	Газовый Г	6240	6,90	7,44	0,90	930	840	2080	18,5
	Паровичный спекающийся ПС	6740	7,47	7,89	0,92	930	860	2120	19,0
	Коксовый, паровичный спекающийся и слабоспекающийся К-ПС-СС	5990	6,64	7,11	0,91	925	850	2090	18,9
	Паровичный спекающийся и тощий ПС-Т	6360	7,05	7,47	0,91	930	850	2090	18,8
	Слабоспекающийся СС ₂₈₋₃₅	6640	7,26	7,78	0,92	930	850	2090	18,8
Хакасская автономная область Минусинский	Слабоспекающийся СС ₁₈₋₂₅	6770	7,41	7,86	0,92	930	860	2120	19,0
	Слабоспекающийся СС ₁₁₋₁₇	6830	7,52	7,93	0,93	930	860	2120	19,1
	Тощий Т	6130	6,82	7,22	0,92	920	850	2090	19,2
	Промежуточный продукт ПШ	5660	6,19	6,58	0,92	940	860	2120	18,8
	Длиннопламенный Д	6340	7,28	7,85	0,90	900	810	2000	18,0
Иркутская область Черемховское	Длиннопламенный Д	4660	5,17	5,70	0,89	930	820	2020	18,7

Район месторождения	Марка и сорт угля	Низшая теплотворная способность Q_p , ккал/кг	Теоретический объем воздуха V_0 , $\text{м}^3/\text{кг}$	Теоретический объем продуктов горения V_p , $\text{м}^3/\text{кг}$	Отношение объемов сухих и влажных продуктов горения B	Теплотворная способность, отнесенная к 1 м^3 сухих продуктов горения, $\text{ккал}/\text{м}^3$	Теплотворная способность, отнесенная к 1 м^3 влажных продуктов горения, $\text{ккал}/\text{м}^3$	Теплотворная способность топлива, $\text{ккал}/\text{м}^3$	$R_0^{\text{Макс}}$ сухих продуктов горения, %
Чилинская область Букачинское » Хабаровский край	Длиннопламенный Д	5610	6,18	6,75	0,89	930	830	2050	18,9
	Газовый Г	6140	6,74	7,25	0,91	930	850	2100	18,8
	Газовый Г	4860	5,28	5,70	0,90	940	850	2100	18,5
	Приморский край								
Диповское Сучанское » Подгородненское	Длиннопламенный Д	4530	4,98	5,46	0,89	930	830	2050	18,8
	Газовый Г	5030	5,60	6,01	0,91	930	840	2070	18,8
	Паровичный жирный ПЖ	5720	6,29	6,71	0,91	930	850	2100	18,9
	Тощий Т	4520	5,02	5,33	0,92	930	850	2100	18,9
О - в Сахалин	Коксовый К	7040	7,60	8,05	0,92	950	870	2140	18,7
Октябрьское Киргизская ССР	Длиннопламенный Д	4850	5,35	5,89	0,89	930	820	2020	19,1
	Кок-Янгакский	5450	5,96	6,50	0,90	940	840	2060	19,1
Ташкумырский Грузинская ССР	Длиннопламенный Д	4470	4,99	5,47	0,89	920	820	2020	18,6
	Паровичный жирный ПЖ	4180	4,67	5,10	0,89	920	820	2020	18,5
	Тквибульское								
Ткварчельское									

Примечание. Соотношение CO_2 и O_2 в сухих продуктах полного сгорания каменных углей и значения величин B и α приведены в табл. 127 (стр. 242).

Состав и теплотехнические характеристики полуантрацита

Район месторождения	Состав рабочей массы, %							Теплотехнические характеристики		
	C	H	S	O	N	A	W	Выход летучих продуктов	Теплотворная способность	Теоретический объем воздуха V , $\text{м}^3/\text{кг}$
								V^r , %	Q_p^b	
Донецкий бассейн	72,3	2,8	2,0	1,3	1,0	15,1	5,5	8	6470	7,2
Урал, Егоршинский	66,7	2,7	0,4	3,4	0,5	20,8	5,5	7	5920	6,6
Район месторождения	Теплотехнические характеристики									
	Теоретический объем продуктов горения V_{Σ} , $\text{м}^3/\text{кг}$	Отношение объемов сухих и влажных продуктов горения B	Теплотворная способность, отнесенная к 1 м^3 сухих продуктов горения, $\text{ккал}/\text{м}^3$	Теплотворная способность, отнесенная к 1 м^3 влажных продуктов горения, R , $\text{ккал}/\text{м}^3$	Жаропроизводительность топлива $t_{\text{макс}}$, $^{\circ}\text{C}$	$\text{RO}_{2\text{макс}}$ сухих продуктов горения, %				
Донецкий бассейн	7,6	0,93	920	860	2120	19,3				
Урал, Егоршинский	6,9	0,93	920	860	2120	19,5				

Таблица 125

Состав антрацита

Район место- рождения	Марка антрацита	Рабочая масса топлива, %								$Q_p^p, \text{ккал/кг}$	Горячая мас- са топлива, $V_{\Gamma}, \%$
		C ^p	H ^p	S ^p	O ^p	N ^p	A ^p	W ^p			
Донецкий бассейн	Антрацит плита и кулак АП и АК	85,0	1,6	1,7	1,1	0,9	5,7	4	7250	4	
То же	Антрацит мелкий и семечко АМ и АС	76,4	1,5	1,7	1,3	0,8	13,3	5	6475	4	
»	Антрацит рядовой со шты- бом АРП	71,7	1,4	1,8	1,4	0,8	16,9	6	6100	4	
»	Антрацит штыб АШ	70,5	1,4	1,7	1,9	0,8	16,7	7	6010	4	

Некоторые теплотехнические характеристики антрацита

Район место- рождения	Марка антрацита	Теплотворная способ- ность Q_p , ккал/кг	Теоретический объем воздуха V_0 , м ³ /кг	Теоретический объем продуктов горения V_{Σ} , м ³ /кг	Отношение объемов су- хих и влажных продук- тов горения E	Теплотворная способ- ность, отнесенная к 1 м ³ сухих продуктов горения, D , ккал/м ³	Теплотворная способ- ность, отнесенная к 1 м ³ влажных продук- тов горения, R , ккал/м ³	Жаропроводитель- ность топлива $t_{макс}$, °C	$RO_{макс}$ сухих продук- тов горения, %
Донецкий бассейн	Антрацит плита и ку- лак АП и АК	7250	8,0	8,28	0,95	915	875	2160	20,2
То же	Антрацит мелкий и се- мечко АМ и АС	6475	7,2	7,48	0,95	915	870	2150	20,2
»	Антрацит рядовой со штыбом АРШ	6100	6,8	7,04	0,95	915	870	2150	20,2
»	Антрацит штыб АШ . .	6010	6,6	6,92	0,95 ✓	910	870	2140 ✓	20,2

Т а б л и ц а 127

Состав продуктов полного сгорания каменного угля в зависимости
от содержания в них RO_2

Состав сухих продуктов сгорания, %			Коэффициент	
RO_2	O_2	N_2	разбавления сухих продуктов горения λ	избытка воздуха α
18,8	0,0	81,2	1,00	1,00
18,6	0,2	81,2	1,01	1,01
18,4	0,4	81,2	1,02	1,02
18,2	0,6	81,2	1,03	1,03
18,0	0,9	81,1	1,04	1,04
17,8	1,1	81,1	1,05	1,05
17,6	1,3	81,1	1,06	1,06
17,4	1,6	81,0	1,07	1,07
17,2	1,8	81,0	1,08	1,08
17,0	2,0	81,0	1,10	1,10
16,8	2,2	81,0	1,11	1,11
16,6	2,4	81,0	1,12	1,12
16,4	2,7	80,9	1,14	1,14
16,2	2,9	80,9	1,15	1,15
16,0	3,1	80,9	1,17	1,16
15,8	3,4	80,8	1,18	1,17
15,6	3,6	80,8	1,20	1,19
15,4	3,8	80,8	1,21	1,20
15,2	4,0	80,8	1,23	1,22
15,0	4,3	80,7	1,25	1,24
14,8	4,5	80,7	1,27	1,26
14,6	4,7	80,7	1,28	1,27

Таблица 127 (окончание)

Состав сухих продуктов сгорания, %			Коэффициент	
RO ₂	O ₂	N ₂	разбавления сухих продуктов горения h	избытка воздуха α
14,4	4,9	80,7	1,30	1,29
14,2	5,2	80,6	1,32	1,31
14,0	5,4	80,6	1,34	1,33
13,8	5,6	80,6	1,36	1,35
13,6	5,8	80,6	1,37	1,37
13,4	6,1	80,5	1,40	1,39
13,2	6,3	80,5	1,42	1,41
13,0	6,5	80,5	1,44	1,43
12,8	6,7	80,5	1,46	1,45
12,6	6,9	80,5	1,49	1,47
12,4	7,2	80,4	1,51	1,49
12,2	7,4	80,4	1,54	1,52
12,0	7,6	80,4	1,56	1,54
11,8	7,9	80,3	1,59	1,57
11,6	8,1	80,3	1,62	1,60
11,4	8,3	80,3	1,65	1,63
11,2	8,5	80,3	1,68	1,66
11,0	8,8	80,2	1,71	1,69
10,8	9,0	80,2	1,74	1,72
10,6	9,2	80,2	1,77	1,76
10,4	9,4	80,2	1,81	1,78
10,2	9,7	80,1	1,84	1,81
10,0	9,9	80,1	1,88	1,85
9,8	10,1	80,1	1,92	1,89
9,6	10,3	80,1	1,96	1,93
9,4	10,5	80,1	2,00	1,97
9,2	10,7	80,1	2,03	2,02
9,0	11,0	80,0	2,09	2,06
8,8	11,2	80,0	2,14	2,11
8,6	11,4	80,0	2,19	2,16
8,4	11,6	80,0	2,24	2,21
8,2	11,8	80,0	2,29	2,25
8,0	12,0	80,0	2,35	2,31
7,8	12,3	79,9	2,42	2,38
7,6	12,5	79,9	2,48	2,44
7,4	12,7	79,9	2,53	2,48
7,2	12,9	79,9	2,65	2,50 — ?
7,0	13,1	79,9	2,69	2,64
6,8	13,4	79,8	2,77	2,72
6,6	13,6	79,8	2,86	2,80
6,4	13,8	79,8	2,95	2,89
6,2	14,0	79,8	3,05	2,99
6,0	14,3	79,7	3,14	3,08
5,8	14,5	79,7	3,26	3,20
5,6	14,7	79,7	3,37	3,30
5,4	15,0	79,6	3,50	3,42
5,2	15,2	79,6	3,62	3,54
5,0	15,4	79,6	3,77	3,68

Примечание. RO_{2макс} сухих продуктов сгорания каменных углей 18,8%.

Состав и теплотехнические характеристики продуктов полного сгорания антрацита

Состав сухих продуктов полного сгорания, %			Коэффициент разбавления сухих продуктов сгорания h	Коэффициент избытка воздуха α	Калориметрическая температура горения $t_{\text{кал}}$
RO ₂	O ₂	N ₂			
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	—
10,8	9,8	79,4	1,87	1,86	—

Состав сухих продуктов полного сгорания, %			Коэффициент разбавления сухих продуктов сгорания h	Коэффициент избытка воздуха α	Калориметрическая температура горения $t'_{\text{кал}}$
RO ₂	O ₂	N ₂			
10,6	10,0	79,4	1,90	1,89	—
10,4	10,2	79,4	1,94	1,93	—
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_{2макс} сухих продуктов полного сгорания антрацита 20,20%.

Значение величины Z для каменного угля ($RO_{2\text{макс}}$ 18,8%) при температуре уходящих газов от 100 до 300°С

Содержание в продуктах горения $RO_2 + CO,$ %	Z	Содержание в продуктах горения $RO_2 + CO,$ %	Z	Содержание в продуктах горения $RO_2 + CO,$ %	Z
18,8	3,95	14,1	5,09	9,4	7,35
18,7	3,96	14,0	5,12	9,3	7,42
18,6	3,98	13,9	5,16	9,2	7,50
18,5	4,00	13,8	5,20	9,1	7,57
18,4	4,02	13,7	5,24	9,0	7,65
18,3	4,04	13,6	5,27	8,9	7,72
18,2	4,06	13,5	5,30	8,8	7,80
18,1	4,08	13,4	5,34	8,7	7,87
18,0	4,10	13,3	5,38	8,6	7,95
17,9	4,12	13,2	5,41	8,5	8,05
17,8	4,14	13,1	5,44	8,4	8,15
17,7	4,16	13,0	5,48	8,3	8,25
17,6	4,18	12,9	5,52	8,2	8,35
17,5	4,20	12,8	5,55	8,1	8,43
17,4	4,22	12,7	5,58	8,0	8,52
17,3	4,25	12,6	5,62	7,9	8,60
17,2	4,27	12,5	5,66	7,8	8,70
17,1	4,29	12,4	5,70	7,7	8,80
17,0	4,31	12,3	5,74	7,6	8,90
16,9	4,33	12,2	5,78	7,5	9,00
16,8	4,36	12,1	5,82	7,4	9,10
16,7	4,38	12,0	5,87	7,3	9,22
16,6	4,40	11,9	5,91	7,2	9,35
16,5	4,42	11,8	5,95	7,1	9,47
16,4	4,44	11,7	6,00	7,0	9,60
16,3	4,46	11,6	6,04	—	—
16,2	4,48	11,5	6,08	—	—
16,1	4,51	11,4	6,13	—	—
16,0	4,54	11,3	6,17	—	—
15,9	4,56	11,2	6,21	—	—
15,8	4,58	11,1	6,26	—	—
15,7	4,61	11,0	6,30	—	—
15,6	4,64	10,9	6,36	—	—
15,5	4,67	10,8	6,43	—	—
15,4	4,70	10,7	6,50	—	—
15,3	4,73	10,6	6,56	—	—
15,2	4,75	10,5	6,62	—	—
15,1	4,78	10,4	6,68	—	—
15,0	4,80	10,3	6,74	—	—
14,9	4,83	10,2	6,80	—	—
14,8	4,87	10,1	6,86	—	—
14,7	4,90	10,0	6,92	—	—
14,6	4,93	9,9	6,98	—	—
14,5	4,96	9,8	7,05	—	—
14,4	4,99	9,7	7,12	—	—
14,3	5,02	9,6	7,20	—	—
14,2	5,05	9,5	7,27	—	—

Значение величины Z для антрацита при температуре уходящих газов
от 100 до 300° C

Содержание в продуктах горения $\text{RO}_2 + \text{CO},$ %	Z	Содержание в продуктах горения $\text{RO}_2 + \text{CO},$ %	Z	Содержание в продуктах горения $\text{RO}_2 + \text{CO},$ %	Z
20,2	3,87	15,7	4,86	11,2	6,65
20,1	3,90	15,6	4,89	11,1	6,70
20,0	3,92	15,5	4,92	11,0	6,75
19,9	3,94	15,4	4,95	10,9	6,80
19,8	3,96	15,3	4,98	10,8	6,85
19,7	3,98	15,2	5,00	10,7	6,90
19,6	3,99	15,1	5,03	10,6	6,96
19,5	4,01	15,0	5,06	10,5	7,03
19,4	4,02	14,9	5,09	10,4	7,12
19,3	4,04	14,8	5,12	10,3	7,19
19,2	4,05	14,7	5,15	10,2	7,26
19,1	4,07	14,6	5,18	10,1	7,33
19,0	4,08	14,5	5,21	10,0	7,40
18,9	4,10	14,4	5,24	9,9	7,46
18,8	4,11	14,3	5,27	9,8	7,52
18,7	4,13	14,2	5,30	9,7	7,59
18,6	4,15	14,1	5,33	9,6	7,66
18,5	4,18	14,0	5,36	9,5	7,76
18,4	4,20	13,9	5,40	9,4	7,86
18,3	4,22	13,8	5,44	9,3	7,95
18,2	4,24	13,7	5,48	9,2	8,04
18,1	4,26	13,6	5,52	9,1	8,12
18,0	4,29	13,5	5,56	9,0	8,20
17,9	4,32	13,4	5,60	8,9	8,28
17,8	4,34	13,3	5,65	8,8	8,35
17,7	4,36	13,2	5,70	8,7	8,45
17,6	4,38	13,1	5,75	8,6	8,55
17,5	4,40	13,0	5,80	8,5	8,65
17,4	4,42	12,9	5,85	8,4	8,75
17,3	4,44	12,8	5,90	8,3	8,85
17,2	4,47	12,7	5,94	8,2	8,95
17,1	4,49	12,6	5,98	8,1	9,05
17,0	4,52	12,5	6,02	8,0	9,15
16,9	4,54	12,4	6,07	7,9	9,25
16,8	4,57	12,3	6,11	7,8	9,37
16,7	4,59	12,2	6,15	7,7	9,50
16,6	4,62	12,1	6,20	7,6	9,61
16,5	4,64	12,0	6,25	7,5	9,72
16,4	4,66	11,9	6,30	7,4	9,85
16,3	4,69	11,8	6,35	7,3	10,00
16,2	4,72	11,7	6,40	7,2	10,12
16,1	4,74	11,6	6,45	7,1	10,25
16,0	4,76	11,5	6,50	7,0	10,40
15,9	4,80	11,4	6,55	—	—
15,8	4,83	11,3	6,60	—	—

**Значение величины Z для кокса при температуре уходящих газов
от 100 до 300° С**

Содержание в продуктах горения $\text{RO}_2 + \text{CO}$, %	Z	Содержание в продуктах горения $\text{RO}_2 + \text{CO}$, %	Z	Содержание в продуктах горения $\text{RO}_2 + \text{CO}$, %	Z
20,0	4,00	15,9	4,91	11,8	6,52
19,9	4,01	15,8	4,94	11,7	6,58
19,8	4,03	15,7	4,97	11,6	6,64
19,7	4,04	15,6	5,00	11,5	6,70
19,6	4,06	15,5	5,03	11,4	6,75
19,5	4,07	15,4	5,06	11,3	6,80
19,4	4,09	15,3	5,09	11,2	6,86
19,3	4,11	15,2	5,12	11,1	6,92
19,2	4,13	15,1	5,15	11,0	6,98
19,1	4,15	15,0	5,19	10,9	7,04
19,0	4,17	14,9	5,22	10,8	7,10
18,9	4,19	14,8	5,26	10,7	7,16
18,8	4,21	14,7	5,30	10,6	7,23
18,7	4,23	14,6	5,33	10,5	7,30
18,6	4,25	14,5	5,36	10,4	7,36
18,5	4,27	14,4	5,40	10,3	7,43
18,4	4,29	14,3	5,43	10,2	7,50
18,3	4,31	14,2	5,47	10,1	7,57
18,2	4,33	14,1	5,50	10,0	7,64
18,1	4,35	14,0	5,54	9,9	7,71
18,0	4,38	13,9	5,58	9,8	7,79
17,9	4,40	13,8	5,62	9,7	7,86
17,8	4,43	13,7	5,66	9,6	7,94
17,7	4,45	13,6	5,70	9,5	8,03
17,6	4,48	13,5	5,74	9,4	8,12
17,5	4,50	13,4	5,78	9,3	8,21
17,4	4,53	13,3	5,82	9,2	8,30
17,3	4,55	13,2	5,86	9,1	8,40
17,2	4,58	13,1	5,90	9,0	8,50
17,1	4,60	13,0	5,95	8,9	8,60
17,0	4,63	12,9	6,00	8,8	8,70
16,9	4,65	12,8	6,04	8,7	8,80
16,8	4,68	12,7	6,08	8,6	8,90
16,7	4,70	12,6	6,13	8,5	9,00
16,6	4,73	12,5	6,17	8,4	9,10
16,5	4,75	12,4	6,22	8,3	9,20
16,4	4,78	12,3	6,26	8,2	9,30
16,3	4,80	12,2	6,31	8,1	9,40
16,2	4,83	12,1	6,35	8,0	9,50
16,1	4,85	12,0	6,40	—	—
16,0	4,88	11,9	6,46	—	—

ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ 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 жаропроизводительностью (коксовый и природный газы, мазут) применяют для повышения температуры горения доменного газа и других видов газообразного топлива с высоким содержанием азота и соответственно пониженной жаропроизводительностью.

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 газогенераторными станциями и не подключенных пока к газопроводам природного газа.

В ряде случаев осуществляют совместное сжигание нефтепромыслового газа и мазута, природного и нефтепромыслового газов, нефтезаводских газов и мазута, доменного газа и каменного угля, мазута и угля.

Использование токсичных горючих газов с низкой жаропроизводительностью, 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 или сжиженным газом. 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 теплотворной способности, существенно осложняются. Поэтому в этом случае желательно применить 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 теплотворной способности.

Однако при совместном сжигании двух видов топлива значения этих 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/нм³, CO_{2 макс} 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 горения, невозможно.

Значения RO_2 макс в зависимости от содержания

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	26,8	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	22,4	21,2	20,2	19,2	18,4	17,5	16,8
9,8	—	—	—	—	25,7	24,2	23,0	21,6	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	23,8	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	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

$\text{O}_2, \%$												$\text{RO}_2, \%$
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	9,1	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
15,4	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	13,3	12,7	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	20,7	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	17,6	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
—	25,5	24,8	24,0	23,2	22,4	21,6	21,0	20,3	19,7	19,2	18,7	16,0

Однако, в действительности, разработанную методику можно использовать и при работе на двух видах топлива, не прибегая к замеру их расхода и анализу горячего и ограничиваясь лишь определением состава продуктов горения и их температуры. Вследствие этого упрощаются теплотехнические испытания и расчеты, облегчается труд испытателей и появляется возможность систематического определения эффективности использования топлива и потерь тепла непосредственно силами эксплуатационного персонала предприятий, не прибегая при испытаниях к помощи специализированных наладочных организаций.

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_2 и O_2 , достаточны для определения $\text{CO}_2 \text{ макс}$ топлива или смеси сжигаемых видов топлива. $\text{CO}_2 \text{ макс}$ можно подсчитать по формуле (41, стр. 76)

$$\text{CO}_2 \text{ макс} = \frac{100 \cdot \text{CO}_2}{100 - 4,76\text{O}_2}$$

или, не прибегая к подсчету, определить по табл. 132.

В табл. 132 по вертикали приведено содержание в продуктах горения CO_2 или при сжигании сернистого топлива RO_2 , т. е. суммы двуокиси углерода и сернистого газа, а по горизонтали содержание кислорода (в % по объему).

В точке пересечения приведено значение величины $\text{CO}_2 \text{ макс}$ или $\text{RO}_2 \text{ макс}$ топлива.

Так, например, если в продуктах полного сгорания топлива неизвестного состава или смеси различных видов топлива в произвольном

Т а б л и ц а 133

Теплотехнические характеристики природного и нефтепромыслового газов

RO _{2 макс} сухих про- дуктов горения, %	Соотношение газов		Жаропрод- водительность при содержа- нии в воздухе 1% влаги (по весу) t _{макс} , °C	Теплотворная способность, отнесенная к 1 м ³ сухих продуктов горения Р, ккал/м ³	Теплотворная способность, отнесенная к 1 м ³ влаж- ных продук- тов горения R, ккал/м ³	Отношение объемов и влажных продуктов горения В :
	природ- ный, м ³	нефтепро- мысловый, м ³				
11,8	1	0	2010	1000	800	0,80
12,0	1	0,2	2020	1000	810	0,81
12,2	1	0,4	2020	1000	810	0,81
12,3	1	0,5	2030	1000	810	0,81
12,4	1	0,6	2030	1000	810	0,81
12,5	1	0,8	2030	1000	810	0,81
12,6	1	1	2030	990	810	0,82
12,8	1	1,5	2040	990	820	0,83
12,9	1	2	2040	990	820	0,83
13,2	0	1	2050	990	820	0,84

Теплотехнические характеристики природного и коксового газов

R _{0 макс} сухих продуктов горения, %	Соотношение газов		Состав газа, %							Низшая теплотворная способность Q _Н , ккал/нм ³	Напорная способность при давлении в воздухе 10% влаги (по весу) макс, °C	Теплотворная способность, отношенная к 1 нм ³ сухих продуктов горения, Р, ккал/нм ³	Теплотворная способность, отношенная к 1 нм ³ влаж- ных продуктов горения, Н, ккал/нм ³	Теоретический объем воз- духа V _в ⁰ , нм ³ /нм ³	Теоретический объем продуктов горения V _р ⁰ , нм ³ /нм ³	Теоретический объем влажных продуктов горе- ния V _р ⁰ , нм ³ /нм ³	Отношение объемов сухих и влажных продуктов горения В
			природный, нм ³	коксовый, нм ³	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	H ₂	CO								
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	0,79
11,0	1	3	43	—	2	43	5	2	5	5300	2060	1050	820	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	4200	2090	1090	840	4,3	3,9	5,0	0,77

количестве воздуха содержится 8,0% CO₂ и 7,0% O₂, то CO_{2 макс} для данного топлива или топливной смеси равно 12,0% (точка пересечения 8% CO₂ и 7% O₂ (табл. 132).

То же значение CO_{2 макс} для данного вида топлива получим и при его сжигании с большим избытком воздуха, например, при содержании в продуктах полного сгорания 6,0% CO₂ и 10,5% O₂.

CO_{2 макс} можно подсчитать также по составу продуктов неполного сгорания, не прибегая к их дожиганию, по формуле (44)

$$CO_2_{\text{макс}} = \frac{100 (CO_2 + CO + CH_4)}{100 - 4,76 (O_2 - 0,4CO - 0,2H_2 - 1,6CH_4)}.$$

Однако в этом случае необходимо определить содержание в продуктах горения не только CO₂ и O₂, но и CO, H₂ и CH₄.

2. После определения CO_{2 макс} или RO_{2 макс} 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 $t'_{\text{макс}}$ при сжигании топлива в воздухе, содержащем около 1% влаги по весу ($t_{\text{макс}}$ при сжигании топлива в абсолютно сухом воздухе примерно на 30° выше, чем в воздухе, содержащем 1% влаги);

б) низшая теплотворная способность p , отнесенная к 1 нм³ сухих продуктов сгорания в стехиометрическом объеме воздуха;

в) отношение объемов продуктов горения (B) сухих, т. е. не содержащих водяного пара, конденсирующегося в процессе газового анализа, и влажных, содержащих водяной пар, образующийся в результате сгорания водорода топлива.

Значения величин $t'_{\text{макс}}$, p и B при сжигании двух видов топлива приведены в табл. 133—149 (для природного и попутного нефтепромыслового газов — табл. 133; для природного и коксового газов — табл. 134; для

Таблица 135

Теплотехнические характеристики природного и сжиженного газов

RO _{2 макс} сухих про- дуктов горе- ния, %	Соотношение газов		Жаропроиз- водительность при сжигании в воздухе, со- держащем 1% влаги (по ве- су) $t'_{\text{макс}}$, °C	Теплотворная способность, отнесенная к 1 нм ³ сухих продуктов горения, p , ккал/нм ³	Теплотворная способность, отнесенная к 1 нм ³ влаж- ных продук- тов горения, R , ккал/нм ³	Отношение объемов су- хих и влаж- ных продук- тов горения B
	природ- ный, нм ³	сжижен- ный, нм ³				
11,8	1	0	2010	1000	800	0,80
12,2	1	0,1	2020	1000	810	0,81
12,4	1	0,2	2030	1000	810	0,81
12,6	1	0,3	2040	1000	820	0,82
12,8	1	0,4	2040	1000	820	0,82
12,9	1	0,5	1050	1000	820	0,82
13,0	1	0,6	1050	1000	820	0,82
13,1	1	0,7	1060	1000	830	0,82
13,1	1	0,8	1060	1000	830	0,83
13,1	1	0,9	1060	1000	830	0,83
13,2	1	1	2060	1000	830	0,83
13,4	1	2	2070	1000	840	0,84
13,8	0	1	2080	1000	840	0,84

Теплотехнические характеристики природного и доменного газов

Р ₀ ^{манс} сухих продуктов горения, %	Соотношение газов		Состав газа, %						Теплотворная способность Q _н , мкал/м ³	Жаропроизводительность при сжигании в воздухе и газе около 1% влаги (по весу) $t_{манс}^{\circ C}$ ккал/м ³ продуктов горения, р,	Теплотворная способность, отнесенная к 1 м ³ влаж- ных продуктов горения, Р, ккал/м ³	Теоретический объем воздуха V _в , м ³ /м ³	Теоретический объем су- хих продуктов горения V _{с.п} , м ³ /м ³	Теоретический объем влаж- ных продуктов горения V _р , м ³ /м ³	Отношение объемов сухих и влажных продуктов горения β
	природный, м ³	доменный, м ³	CH ₄	C ₂ H ₆	CO	H ₂	CO ₂	N ₂							
			1	0,5	15	1,5	4,5	29,5	1	1000	800	9,5	8,5	40,5	0,80
11,8	1	0	98		—	—	—	1	8500	2010	800	9,5	8,5	40,5	0,80
13,7	1	1	49	0,5	15	1,5	4,5	29,5	4740	1920	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	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	750	3,0	3,3	3,8	0,86
17,2	1	4	19,6	0,2	24,0	2,4	7,2	46,6	2480	1800	730	2,5	3,0	3,4	0,88
18,0	1	5	16,3	0,2	25,0	2,5	7,5	48,5	2230	1770	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	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	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	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	690	1,7	2,3	2,5	0,92
24,5	0	1	—	—	30	3	9	58	980	1470	600	0,8	1,6	1,6	0,98

Примечание. $t_{манс}$ — жаропроизводительность при сжигании в абсолютно сухом воздухе ∞ на 30° выше.

природного и сжиженного газов — табл. 135; для природного и доменного газов — табл. 136; для природного газа и мазута — табл. 137; для природного газа и каменного угля — табл. 138; для природного газа и фрезерного торфа — табл. 139; для попутного нефтепромыслового и сжиженного газов — табл. 140; для попутного нефтепромыслового газа и мазута — табл. 141; для коксового и доменного газов — табл. 142; для коксового газа и мазута — табл. 143; для доменного газа и мазута — табл. 144; для генераторного и сжиженного газов — табл. 145; для генераторного газа и мазута — табл. 146; для мазута и каменного угля — табл. 147; для доменного газа и мазута — табл. 148).

Таблица 137

Теплотехнические характеристики природного газа и мазута

RO ₂ макс сухих про- дуктов горе- ния, %	Соотношение расхо- дуемого топлива		Жаропроизво- дительность при сжигании в воздухе, содержащем ∞ 1% влаги (по весу), t _{макс} , °C	Пизная те- плотворная способность, отнесенная к 1 м ³ сухих продуктов горения, P, ккал/м ³	Низшая теп- лотворная способность, отнесенная к 1 м ³ влаж- ных продук- тов горения, R, ккал/м ³	Отношение объемов су- хих и влаж- ных продук- тов горения B
	природ- ный газ, м ³	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 138

Теплотехнические характеристики природного газа и каменного угля (тощего)

RO ₂ макс сухих про- дуктов горе- ния, %	Соотношение топ- лива		Теплотворная способность, отнесенная к 1 м ³ сухих продуктов горения, P, ккал/м ³	Теплотворная способность, отнесенная к 1 м ³ влаж- ных продук- тов горения, R, ккал/м ³	Жаропроизво- дительность при сжига- нии в возду- хе, содержа- щем 1% влаги, t _{макс} , °C	Отношение объемов су- хих и влаж- ных продук- тов горения B
	природ- ный газ, м ³	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_{макс} — жаропроизводительность при сжигании в абсолютно сухом воздухе ∞ на 30° выше.

Теплотехнические характеристики продуктов горения природного газа и фрезерного торфа

RO ₂ макс сухих продуктов горения, %	Соотношение совме- стно сжигаемых видов топлива		Жаропроиз- водительность при сжигании в воздухе, содержащ. 1% влаги (по весу), t'макс, °C	Теплотворная способность, отнесенная к 1 нм ³ сухих про- дуктов горе- ния, Р, ккал/нм ³ .	Теплотворная способ- ность, отне- сенная к 1 нм ³ влажных про- дуктов горе- ния, R, ккал/нм ³	Отношение объемов су- хих и влаж- ных продук- тов горения В	Суммар- ный объем продуктов горения V _Σ , нм ³
	приго- дный газ, нм ³	торф, кг					
11,8	1	0	2010	1000	800	0,80	10,6
13,5	1	1	1900	970	760	0,79	14,0
14,5	1	2	1800	940	720	0,78	17,4
15,3	1	3	1750	920	700	0,77	20,8
15,8	1	4	1720	900	690	0,76	24,2
16,3	1	5	1700	890	680	0,76	27,6
16,6	1	6	1670	890	670	0,75	31,0
16,9	1	7	1650	880	660	0,75	34,5
17,1	1	8	1630	880	650	0,74	37,9
17,3	1	9	1610	870	645	0,74	41,4
17,4	1	10	1590	870	640	0,74	44,9
18,3	1	20	1550	850	620	0,73	79,2
19,5	0	1	1480	830	600	0,72	3,4

Примечание. 1. Влажность фрезерного торфа — 50%; 2. Отношение H₂O : CO₂ при совместном сжигании природного газа и фрезерного торфа (с влажностью 50%) равно 2 независимо от соотношения газа и торфа.

Таблица 140

Теплотехнические характеристики попутного нефтепромыслового и сжиженного газов

RO ₂ макс сухих продуктов горения, %	Соотношение газов		Жаропроиз- водительность при содер- жании в воздухе ≈ 1% влаги (по весу) t'макс, °C	Теплотворная способ- ность, отне- сенная к 1 нм ³ сухих про- дуктов горе- ния, Р, ккал/нм ³	Теплотворная способность, отнесенная к 1 нм ³ влажных про- дуктов горе- ния, R, ккал/нм ³	Отношение объемов сухих и влажных продуктов горения В
	нефтепро- мысло- вый, нм ³	сжижен- ный, нм ³				
13,2	1	0	2050	990	830	0,84
13,3	1	0,1	2060	990	830	0,84
13,3	1	0,2	2060	990	830	0,84
13,4	1	0,3	2070	990	840	0,84
13,4	1	0,4	2070	1000	840	0,84
13,4	1	0,5	2070	1000	840	0,84
13,5	1	0,6	2080	1000	840	0,84
13,5	1	0,7	2080	1000	840	0,84
13,5	1	0,8	2080	1000	840	0,84
13,5	1	0,9	2080	1000	840	0,84
13,6	1	1	2090	1000	840	0,84
13,7	1	2	2100	1000	845	0,84
13,8	0	1	2110	1000	845	0,84

Теплотехнические характеристики попутного нефтепромыслового газа и мазута

RO ₂ макс сухих продуктов горения, %	Соотношение сжигае- мого топлива		Жаропроиз- водитель- ность в воз- духе, содер- жащем 1% влаги (по весу), t _{макс} , °C	Теплотворная способность, отнесенная к 1 нм ³ сухих продуктов сгорания, p, ккал/нм ³	Теплотворная способность, отнесенная к 1 нм ³ влажных продуктов сгорания, R, ккал/нм ³	Отношение объемов сухих и влажных продуктов сгорания B
	нефтепро- мысло- вый газ, нм ³	мазут, кг				
13,2	1	0	2050	990	830	0,84
13,4	1	0,1	2050	990	830	0,84
13,6	1	0,2	2050	990	830	0,84
13,8	1	0,3	2060	990	830	0,85
14,0	1	0,4	2060	990	830	0,85
14,1	1	0,5	2060	990	830	0,85
14,5	1	1	2070	980	840	0,86
15,0	1	2	2080	970	840	0,87
16,5	0	1	2100	960	840	0,88

В этих же таблицах приведено также соотношение совместно сжигаемых видов топлива в зависимости от CO₂макс продуктов горения. Так, например, при CO₂макс 13,3%, определенной по табл. 132 или подсчитанной по формулам (41) или (44), жаропроизводительность природного газа, сжигаемого совместно с мазутом, равна 2030°, теплотворная способность, отнесенная к 1 нм³ сухих продуктов горения, — 990 ккал/нм³, отношение объемов сухих и влажных продуктов горения — 0,82.

На основании этих данных и температуры продуктов горения можно подсчитать потери тепла с уходящими газами (q₂) по формуле (74)

$$q_2 = \frac{t_{y. r} - t_v}{t'_{\text{макс}}} [C' + (h - 1) BK] 100\%$$

и потери тепла вследствие химической неполноты горения (q₃) по формуле (87), приведенной на стр. 148

$$q_3 = \frac{(30,2\text{CO} + 25,8\text{H}_2 + 85,5\text{CH}_4) h 100}{p} \%$$

Коэффициент разбавления продуктов горения воздухом h подсчитывают по формуле (39)

$$h = \frac{\text{CO}_{2\text{макс}}}{\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4}.$$

Поправочные коэффициенты C' и K приведены в табл. 199 (стр. 385).

3. Определяя q₂ и q₃ по формулам (74) и (87), по разности подсчитывают коэффициент использования топлива (к. и. т.) [см. формулу (124)]

$$\text{к. и. т.} = 100 - (q_2 + q_3)\%$$

4. В тех случаях, когда потери тепла в окружающую среду q₅ можно легко определить (например, при сжигании топлива в котлах), можно подсчитать не только коэффициент использования топлива, но и коэффициент полезного действия q₁

$$\text{к. п. д.} = q_1 = 100 - (q_2 + q_3 + q_5)\% \quad (130)$$

Теплотехнические характеристики коксового и доменного газов

Роль газовых продуктов горения, %	Соотношение газов в смеси		Состав газа, %						Жаропрочность при содержании в газе около 1% влаги (по весу) $t_{макс}, ^\circ C$	Низшая теплотворная способность, отнесенная к 1 м ³ сухих продуктов горения, R , ккал/м ³	Низшая теплотворная способность, отнесенная к 1 м ³ влажных продуктов горения, R , ккал/м ³	Теоретический объем сухих продуктов горения $V_{сух}^0$, м ³ /м ³	Теоретический объем влажных продуктов горения $V_{влаг}^0$, м ³ /м ³	Отношение объемов сухих и влажных продуктов горения B		
	Коксовый, м ³	Доменный, м ³	H ₂	CO	CH ₄	C ₂ H ₂	CO ₂	N ₂								
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	4,5	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	4,4	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	4,4	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	4,3	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	4,2	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	4,2	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	4,1	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	4,1	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	4,0	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

Теплотехнические характеристики коксового газа и мазута

R _{O₂макс} продук- тов горе- ния, %	Соотношение газа и мазута		Жаропроеиз- водитель- ность в воз- духе, содер- жащем 1% влаги (по весу) <i>t</i> _{макс} , °C	Теплотвор- ная способ- ность, отне- сенная к 1 м ³ сухих про- дуктов сто- рания, <i>p</i> , ккал/м ³	Теплотвор- ная способ- ность, отне- сенная к 1 м ³ влаж- ных продук- тов сгорания, <i>R</i> , ккал/м ³	Отношение объемов сухих и влажных продуктов сгорания <i>B</i>
	коксовый газ, м ³	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 144

Теплотехнические характеристики доменного газа и мазута

R _{O₂макс} сухих продук- тов горе- ния, %	Соотношение топлива		Теплотвор- ная способ- ность, отне- сенная к 1 м ³ сухих продуктов горения, <i>p</i> , ккал/м ³	Теплотвор- ная способ- ность, отне- сенная к 1 м ³ влаж- ных про- дуктов горе- ния, <i>R</i> , ккал/м ³	Жаропроеиз- водитель- ность при сжигании в воздухе, со- держащем 1% влаги, <i>t</i> _{макс} , °C	Отношение объемов сухих и влажных продуктов горения <i>B</i>
	доменный газ, м ³	мазут, г				
24,5	1	0	620	600	1470	0,98
24,0	1	10	635	620	1540	0,98
23,6	1	20	650	630	1570	0,97
23,2	1	30	670	640	1600	0,97
22,8	1	40	680	660	1630	0,96
22,5	1	50	690	665	1650	0,96
22,2	1	60	700	670	1670	0,96
22,0	1	70	710	680	1700	0,95
21,8	1	80	720	685	1720	0,95
21,6	1	90	730	695	1730	0,95
21,4	1	100	750	700	1750	0,94
20,1	1	200	800	740	1850	0,92
19,3	1	300	840	765	1910	0,91
17,5	1	1000	910	810	2020	0,89
16,5	0	1000	960	840	2100	0,88

Теплотехнические характеристики генераторного и сжиженного газов

RO ₂ макс сухих продуктов горения, %	Соотношение газов		Жаропроеиз- водитель- ность при содержании в воздухе 1% влаги (по весу) <i>t</i> _{макс} , °C	Теплотвор- ная способ- ность, отне- сенная к 1м ³ сухих продуктов горения, <i>p</i> , ккал/м ³	Теплотвор- ная способ- ность, отне- сенная к 1 м ³ влаж- ных продук- тов горения, <i>R</i> , ккал/м ³	Отноше- ние объемов сухих и влажных продуктов горения <i>B</i>	Низшая теплотворная способность Q _H , ккал/м ³
	генера- торный, м ³	сжижен- ный, м ³					
20,2	1	0	1660	730	675	0,93	1230
19,4	1	0,01	1710	760	695	0,92	1450
18,8	1	0,02	1760	790	715	0,91	1670
18,4	1	0,03	1790	810	730	0,90	1890
18,0	1	0,04	1810	820	740	0,90	2100
17,7	1	0,05	1830	840	745	0,89	2320
17,4	1	0,06	1860	850	755	0,89	2540
17,1	1	0,07	1870	860	760	0,88	2750
16,9	1	0,08	1880	870	765	0,88	2970
16,7	1	0,09	1900	875	770	0,88	3190
16,5	1	0,1	1910	885	775	0,88	3410
15,5	1	0,2	1970	930	800	0,86	5600
13,8	0	1	2110	1000	845	0,84	21800

Теплотехнические характеристики генераторного газа и мазута

RO ₂ макс сухих продуктов горения, %	Соотношение сжи- гаемого топлива		Жаропроеиз- водитель- ность при содержании в воздухе 1% влаги (по весу) <i>t</i> _{макс} , °C	Теплотвор- ная способ- ность, отне- сенная к 1 м ³ сухих продуктов горения, <i>p</i> , ккал/м ³	Теплотвор- ная способ- ность, отне- сенная к 1 м ³ влаж- ных про- дуктов сго- рания, <i>R</i> , ккал/м ³	Отношение объемов сухих и влажных продуктов сгорания <i>B</i>
	генера- торный газ, м ³	мазут, кг				
20,2	1	0	1660	730	675	0,93
19,8	1	0,02	1720	750	690	0,92
19,4	1	0,04	1760	770	700	0,91
19,1	1	0,06	1790	785	720	0,91
18,9	1	0,08	1810	800	730	0,91
18,8	1	0,1	1830	815	740	0,90
18,4	1	0,15	1870	835	750	0,90
18,2	1	0,2	1900	855	770	0,89
16,5	0	1	2100	960	840	0,88

Теплотехнические характеристики мазута и каменного угля (тощего)

RO _{2макс} сухих продуктов горения, %	Соотношение топлива		Жаропрони- водитель- ность при сжигании в воздухе, содержащем 1% влаги (по весу), t' _{макс} , °C	Низшая теплотвор- ная способ- ность, отне- сенная к 1 м ³ сухих про- дуктов горения, p, ккал/м ³	Низшая теплотворная способность, отнесенная к 1 м ³ влаж- ных продук- тов горения, R, ккал/м ³	Отношение объемов сухих и влажных продуктов горения B
	мазут, кг	уголь, кг				
16,5	1	0	2100	960	840	0,88
17,1	1	0,5	2100	960	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 148

Теплотехнические характеристики доменного газа и каменного угля

RO _{2макс} сухих продуктов горения, %	Соотношение топлива		Теплотвор- ная способ- ность, отне- сенная к 1 м ³ сухих продуктов горения, p, ккал/м ³	Теплотвор- ная способ- ность, отне- сенная к 1 м ³ влаж- ных про- дуктов горения, R, ккал/м ³	Жаропрони- водитель- ность при сжигании в воздухе, содержащем 1% влаги, t' _{макс}	Отношение объемов сухих и влажных продуктов горения B
	доменный газ, м ³	каменный уголь, г				
24,5	1	0	620	600	1470	0,98
23,7	1	50	680	650	1600	0,96
22,8	1	100	710	680	1700	0,95
22,0	1	200	760	730	1800	0,95
21,4	1	300	800	750	1870	0,94
20,8	1	500	830	780	1940	0,94
20,0	1	1000	870	815	2020	0,93
19,0	0	1000	930	860	2120	0,93

(q_4 — потери тепла вследствие механической неполноты горения при сжигании газообразного и жидкого топлива равны нулю).

5. Определяя коэффициент использования топлива до и после установки котла-утилизатора или иного устройства для использования тепла уходящих газов, можно определить достигаемое при этом повышение эффективности использования топлива.

6. Установив по табл. 133—148 жаропроизводительность совместно сжигаемых видов топлива, можно подсчитать $t_{\text{кал}}$ по формуле (57)

$$t_{\text{кал}} = \frac{t_{\text{макс}}}{C' + (h-1)KB} \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Подсчет. При совместном сжигании в печи природного газа и мазута получают продукты горения следующего состава:

$$\text{RO}_2 - 11,0; \text{O}_2 - 2,0; \text{CO} - 0,3\%; \text{H}_2 - 0,1\%; \text{CH}_4 - 0,4\%.$$

Расход газа и мазута и их теплотворная способность неизвестны. Требуется определить:

- 1) примерное соотношение совместно сжигаемых видов топлива;
- 2) жаропроизводительность при совместном сжигании мазута и природного газа;
- 3) коэффициент разбавления продуктов горения;
- 4) калориметрическую температуру горения;
- 5) потери тепла с уходящими газами при их температуре 900°C и температуре воздуха 20°C ;
- 6) потери тепла вследствие химической неполноты горения;
- 7) коэффициент использования топлива в печи;
- 8) коэффициент использования топлива в котле-утилизаторе при температуре продуктов горения перед котлом 900°C и после котла 300°C .

Определяем прежде всего по формуле (44) величину $\text{RO}_{2\text{макс}}$ при совместном сжигании в печи природного газа и мазута на основании анализа продуктов горения

$$\text{RO}_{2\text{макс}} = \frac{(11,0 + 0,3 + 0,4) 100}{100 - 4,76(2,0 - 0,4 \cdot 0,3 - 0,2 \cdot 0,1 - 1,6 \cdot 0,4)} = 12,4\%.$$

Затем легко решаем поставленные задачи.

1. При $\text{RO}_{2\text{макс}} 12,4\%$ на 1 м^3 природного газа приходится около $0,15 \text{ кг}$ мазута (табл. 137).

2. Жаропроизводительность при совместном сжигании природного газа и мазута и при $\text{RO}_{2\text{макс}}$ продуктов горения $12,4\%$ равна 2010° .

3. Коэффициент разбавления продуктов горения данного состава при $\text{RO}_{2\text{макс}} 12,4\%$ по формуле (39) равен $h = 12,4 : (11,0 + 0,3 + 0,4) = 1,06$.

4. Исходя из жаропроизводительности и коэффициента разбавления продуктов горения, устанавливаем примерную величину калориметрической температуры горения

$$t_{\text{кал}} = t_{\text{макс}} : h = 2010 : 1,06 = 1900^\circ\text{C}.$$

В интервале температур от 0 до 1900° , $C' = 1$ и $K = 0,9$ (табл. 199).

С учетом этих величин определяем калориметрическую температуру горения по формуле (57)

$$t_{\text{кал}} = \frac{2010}{1 + (1,06 - 1) 0,9 \cdot 0,81} = 1920^\circ\text{C}.$$

5. Потери тепла с уходящими газами по формуле (74)

$$q_2 = \frac{900 - 20}{2010} [0,91 + (1,06 - 1) 0,84 \cdot 0,81] 100 = 41,5\%$$

($t_{\text{г.г.}} = 900^\circ$, $C' = 0,91$; $K = 0,84$, по табл. 199, $B = 0,81$ по табл. 137).

6. Потери тепла вследствие химической неполноты горения
 $q_3 = (3000 \cdot 0,3 + 2500 \cdot 0,1 + 8500 \cdot 0,4) \cdot 1,06 : 1000 = 4,8\%$ (при
 $RO_{2\text{макс}} = 12,4\%$, $p = 1000$ ккал/нм³, табл. 137).

7. Коэффициент использования топлива в печи

$$\text{к. и. т.} = 100 - (41,5 + 4,8) = 53,7\%.$$

8. Располагаемое тепло продуктов горения перед котлом-утилизатором равно 41,5% (см. п. 5). Потери тепла с уходящими газами после котла-утилизатора равны

$$q'_2 = \frac{300 - 20}{2010} [0,84 + (1,06 - 1) 0,79 \cdot 0,81] \cdot 100 = 12,2\%.$$

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 горения, поступающих в котел-утилизатор

$$\text{к. и. т.}' = \frac{(41,5 - 12,2) 100}{41,5} = 70\%.$$

СОСТАВЛЕНИЕ ТЕПЛОВЫХ БАЛАНСОВ КОТЛОВ

МЕТОДИКА СОСТАВЛЕНИЯ ТЕПЛОВЫХ БАЛАНСОВ КОТЛОВ

Выше было показано, что подсчет потерь тепла с уходящими газами и вследствие химической неполноты горения может быть проведен без определения количества, состава и теплотворной способности сжигаемого топлива. Благодаря этому возможно составление тепловых балансов некоторых установок по данным газового анализа также без определения количества, состава и теплотворной способности топлива. Так, например, тепловой баланс котлов определяется выражением

$$q_1 + q_2 + q_3 + q_4 + q_5 = 100\%, \quad (131)$$

где

q_1 — полезно используемое тепло;

q_2 — потери тепла с уходящими газами;

q_3 — потери тепла от химической неполноты горения;

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 отсутствуют. Потери тепла в окружающую среду q_5 не зависят от вида сжигаемого топлива, в большинстве случаев невелики и могут быть определены с достаточной точностью по производительности установки. Подсчитывая q_2 и q_3 по данным анализа продуктов горения и определяя q_5 по принятым в расчетной практике графикам (см. рис. 15) [18]¹, можно составить тепловой баланс котла и установить его коэффициент полезного действия, не определяя расход топлива, его состав и теплотворную способность.

ТЕПЛОВОЙ БАЛАНС ПРОМЫШЛЕННОГО ПАРОВОГО КОТЛА,
РАБОТАЮЩЕГО НА МОСКОВСКОМ ГОРОДСКОМ ГАЗЕ

В 1951 г. Энергохладмонтаж Министерства пищевой промышленности СССР провел испытание парового котла производительностью 1,75 т пара в час, работающего на московском городском газе. Анализы городского газа и продуктов горения проводились ВНИГИ.

На основании результатов испытаний с учетом количества сжигаемого газа, его состава и теплотворной способности, замера количества произведенного пара, а также состава продуктов горения и их температуры был составлен тепловой баланс парового котла по прямому методу.

¹ При нагрузках, значительно отличающихся от номинальной:

$$q'_5 = q_5 \frac{D_{\text{номин}}}{D_{\text{реальная}}}.$$

Материалы испытания в части анализа продуктов горения и температуры продуктов горения и воздуха обработаны по предлагаемой методике с целью подсчета к. п. д. котла и составления теплового баланса без определения количества сжигаемого газа, его состава и теплотворной способности.

Используемые для подсчета данные испытания.

Средний состав продуктов неполного горения за котлом (анализ ВНИГИ): CO_2 5,74%; CH_4 0,42%; H_2 0,54%; O_2 10,81%.

Состав продуктов полного горения: CO_2 5,75%; O_2 11,05%.

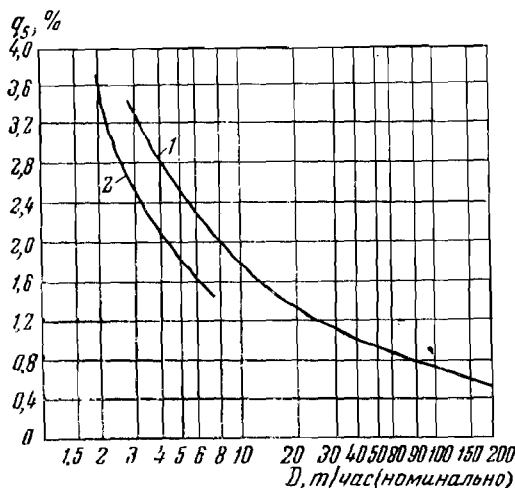


Рис. 15. Потери тепла в окружающую среду 5 в зависимости от паропроизводительности котла

1 — котельный агрегат с хвостовыми поверхностями; 2 — собственно котел без хвостовых поверхностей (котлы малой мощности).

Температура продуктов горения за котлом 168° . Температура воздуха, поступающего в топку, 28° .

Приводим подсчеты к. п. д. котла и составления теплового баланса по предлагаемой методике.

Определяем значение $\text{CO}_{2\text{макс}}$ по составу продуктов полного горения

$$\text{CO}_{2\text{макс}} = \frac{\text{CO}_2' \cdot 100}{100 - 4,76\text{O}_2'} = \frac{5,75 \cdot 100}{100 - 4,76 \cdot 11,05} = 12,1\%.$$

Находим h для среднего состава продуктов горения за котлом

$$h = \frac{\text{CO}_{2\text{макс}}}{\text{CO}_2' + \text{CO}' + \text{CH}_4'} = \frac{12,1}{5,74 + 0,42} = 1,97.$$

Определяем потери тепла с уходящими газами

$$q_2 = \frac{t_{y.r} - t_v}{t'_{\text{макс}}} [C' + (h - 1) B \cdot K] 100.$$

Подставляя значение C' и K из табл. 199, B и $t'_{\text{макс}}$ из табл. 183 и 184 (гл. XXVIII), получаем

$$q_2 = \frac{168 - 28}{2020} (0,82 + 0,97 \cdot 0,81 \cdot 0,78) 100 = 9,9\%.$$

Значение $t'_{\text{макс}}$ принимаем равным 2020° , поскольку расчет ведется с учетом содержания в воздухе водяного пара.

Вычисляем потери тепла вследствие химической неполноты горения

$$q_3 = \frac{Q_{\text{пр. гор}} \cdot h \cdot 100}{p}$$

$$\begin{aligned} Q_{\text{пр. гор}} &= 30,2\text{CO} + 85,5\text{CH}_4 + 25,8\text{H}_2 = \\ &= 85,5 \cdot 0,42 + 25,8 \cdot 0,54 = 49,9 \text{ ккал/нм}^3; \\ p &= 1040 \text{ (см. табл. 184, стр. 375);} \end{aligned}$$

$$q_3 = \frac{49,9 \cdot 1,97 \cdot 100}{1040} = 9,4\%$$

Т а б л и ц а 149

Значения коэффициентов к формуле (127)

Тип топки	Котел без экономайзера		Котел с экономайзе- ром	
	A	B	A	B
Топка не имеет экрана (горизонтально-водотрубные котлы систем Шухова, Шухова-Берлина, Бабкок-Вилькоккс, Гарбе, Стерлинга, ЛМЗ и др.) . .	1,25	13,0	1,56	16,2
Топка частично экранирована (котлы КРШ, вертикально-водотрубные котлы Таганрогского завода и др.)	1,0	10,4	1,25	13,0
Топка значительно экранирована (котлы системы ДКВ и др.)	0,94	9,75	1,17	12,2

Определяем потери тепла в окружающее пространство q_5 по графику (рис. 15) для котла производительностью около 1,75 т пара в час $q_5 = 3,8\%$.

Находим по разности процент использованного в котле тепла

$$\begin{aligned} q_1 &= 100 - (q_2 + q_3 + q_5) = \\ &= 100 - (9,9 + 9,4 + 3,8) = \\ &= 76,9\%. \end{aligned}$$

Т а б л и ц а 150

Тепловой баланс парового котла (в %)

Для подсчета потерь тепла в окружающую среду при испытаниях небольших паровых котлов производительностью 5—12 т пара в час проф. С. В. Татищев рекомендует следующую эмпирическую формулу (127):

$$q_5 = \left(A + \frac{B}{D_{\text{ст}}} \right) \frac{\eta_{\text{к}}}{100},$$

где $\eta_{\text{к}} = 100 - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5)\%$.

Значения величин A и B даны в табл. 149.

Подсчет q_5 по формуле проф. С. В. Татищева следует производить по методу последовательных приближений [92].

В табл. 150 приводим сводку теплового баланса котла, подсчитанного по предлагаемой методике и по методике, принятой при испытании котла, с определением количества, состава и теплотворной способности газа, количества и теплосодержания пара и т. д.

Статья теплового баланса	Подсчет по предлагаемой методике	Подсчет по принятой методике
q_1	76,9	77,0
q_2	9,9	9,8
q_3	9,4	9,5
q_5	3,8	3,7
Сумма . .	100,0	100,0

ТЕПЛОВОЙ БАЛАНС СТАНЦИОННОГО ПАРОВОГО КОТЛА,
РАБОТАЮЩЕГО НА ПРИРОДНОМ ГАЗЕ

При испытаниях 60-тонного стационарного котла, работающего на природном газе, были получены данные, приведенные в табл. 151.

Т а б л и ц а 151

Данные испытания 60-тонного парового котла

	Номер испытания									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
С о с т а в п р о д у к т о в г о р е н и я (%) :										
CO ₂	8,1	7,84	7,08	8,91	8,50	8,51	8,00	8,48	8,13	8,15
H ₂	0,06	0,05	—	—	—	0,07	—	0,69	—	—
CO	0,04	0,17	—	—	—	—	—	0,43	—	—
CH ₄	0,03	0,02	—	—	—	0,02	—	0,35	—	—
Т е м п е р а т у р а, °C										
t _{г.г.}	206	205	195	195	173	180	203	189	192	191
t _к	19	20	21	21	20	21	18	20	18	18
q ₁ , %	87,6	88,2	88,3	88,7	—	—	90,2	83,0	—	—
q ₂ , %	10,3	9,9	9,8	9,0	8,2	8,5	10,5	8,0	9,8	9,7
q ₃ , %	0,8	1,1	—	—	—	0,5	—	7,3	—	—
q ₅ , %	1,0	1,0	1,0	1,0	1,4	1,4	1,0	1,0	1,4	1,4
Производительность котла, т пара в час . . .	61	57	57	57	50	50	60	61	50	54

Приводим тепловые балансы парового котла, подсчитанные по упрощенной методике с применением формул и вспомогательных таблиц для природного газа.

Потери тепла с уходящими газами определены по формуле (120)

$$q_2 = 0,01 (t_{г.г} - t_{к}) Z$$

с установлением величины Z по вспомогательной рабочей табл. 83 (стр. 192).

Потери тепла вследствие химической неполноты горения подсчитаны по формуле (89) для природного газа (стр. 196)

$$q_3 = \frac{35CO + 30H_2 + 100CH_4}{CO_2 + CO + CH_4} \%$$

В предыдущих изданиях книги подсчеты потерь тепла с уходящими газами и вследствие химической неполноты горения были выполнены не по формулам, специально предназначенным для природного газа, а по несколько более сложным универсальным формулам, справедливым для всех видов топлива.

Различие в подсчетах по универсальным и локальным формулам не превышало 0,1%, т. е. практически не имело места.

1-е испытание

$$q_2 = 0,01 (206 - 19) 5,47 = 10,2\%$$

$$q_3 = \frac{35 \cdot 0,04 + 30 \cdot 0,06 + 100 \cdot 0,03}{8,1 + 0,04 + 0,03} = 0,8\%$$

$$q_5 = 1,0\% \text{ (по данным, принятым при испытании),}$$

$$q_1 = 100 - (q_2 + q_3 + q_5) = 100 - (10,2 + 0,8 + 1,0) = 88,0\%;$$

2-е испытание

$$q_2 = 0,01 (205 - 20) 5,57 = 10,3\%,$$

$$q_3 = \frac{35 \cdot 0,7 + 30 \cdot 0,05 + 100 \cdot 0,02}{7,84 + 0,17 + 0,02} = 1,2\%,$$

$$q_5 = 1,0\% \text{ (по данным, принятым при испытании),}$$

$$q_1 = 100 - (10,3 + 1,2 + 1,0) = 87,5\%;$$

3-е испытание

$$q_2 = 0,01 (195 - 21) 6,15 = 10,7\%,$$

$$q_3 = 0,0\%,$$

$$q_5 = 1,0\% \text{ (по данным, принятым при испытании),}$$

$$q_1 = 100 - (10,7 + 1,0) = 88,3\%;$$

4-е испытание

$$q_2 = 0,01 (195 - 24) 5,13 = 9,0\%,$$

$$q_3 = 0,0\%,$$

$$q_5 = 1,0 \text{ (по данным, принятым при испытании),}$$

$$q_1 = 100 - (9,0 + 1,0) = 90,0\%;$$

5-е испытание

$$q_2 = 0,01 (173 - 20) 5,30 = 8,1\%,$$

$$q_3 = 0,0\%,$$

$$q_5 = 1,4 \text{ (по данным, принятым при испытании),}$$

$$q_1 = 100 - (8,1 + 1,4) = 91,5\%;$$

6-е испытание

$$q_2 = 0,01 (180 - 24) 5,37 = 8,5\%,$$

$$q_3 = \frac{30 \cdot 0,07 + 100 \cdot 0,02}{8,51 + 0,02} = 0,5\%,$$

$$q_5 = 1,4\% \text{ (по данным, принятым при испытании),}$$

$$q_1 = 100 - (8,5 + 0,5 + 1,4) = 89,6\%;$$

7-е испытание

$$q_2 = 0,01 (203 - 18) 5,57 = 10,4\%,$$

$$q_3 = 0,0\%,$$

$$q_5 = 1,0\% \text{ (по данным, принятым при испытании),}$$

$$q_1 = 100 - (10,4 + 1,0) = 88,6\%;$$

8-е испытание

$$q_2 = 0,01 (189 - 20) 5,0 = 8,4\%,$$

$$q_3 = \frac{35 \cdot 0,43 + 30 \cdot 0,69 + 100 \cdot 0,35}{8,48 + 0,43 + 0,35} = 7,6\%,$$

$$q_5 = 1,0\% \text{ (по данным, принятым при испытании),}$$

$$q_1 = 100 - (8,4 + 7,6 + 1,0) = 83,0\%;$$

9-е испытание

$$q_2 = 0,01 (192 - 18) 5,5 = 9,6\%$$

$$q_3 = 0,0\%$$

$$q_5 = 1,4\% \text{ (по данным, принятым при испытании),}$$

$$q_1 = 100 - (9,6 + 1,4) = 89,0\%;$$

10-е испытание

$$q_2 = 0,01 (191 - 18) 5,47 = 9,5\%,$$

$$q_3 = 0,0\%,$$

$$q_5 = 1,4\% \text{ (по данным, принятым при испытании),}$$

$$q_1 = 100 - (9,5 + 1,4) = 90,1\%.$$

Приводим сводку тепловых балансов котла, составленных по сопоставляемым методикам:

Статьи теплового баланса	Подсчет по предлагаемой методике, %	Подсчет по принятой методике, %	Статьи теплового баланса	Подсчет по предлагаемой методике, %	Подсчет по принятой методике, %
<i>1-е испытание</i>			<i>6-е испытание</i>		
q_1	88,0	87,6	q_1	89,6	—
q_2	10,2	10,3	q_2	8,5	8,5
q_3	0,8	0,8	q_3	0,5	0,5
q_5	1,0	1,0	q_5	1,4	1,4
Невязка	—	+0,3			
	100,0	100,0		100,0	
<i>2-е испытание</i>			<i>7-е испытание</i>		
q_1	87,5	88,2	q_1	88,6	90,2
q_2	10,3	9,9	q_2	10,4	10,5
q_3	1,2	1,1	q_3	—	—
q_5	1,0	1,0	q_5	1,0	1,0
Невязка	—	-0,2	Невязка	—	-1,7
	100,0	100,0		100,0	100,0
<i>3-е испытание</i>			<i>8-е испытание</i>		
q_1	88,3	88,3	q_1	83,0	83,0
q_2	10,7	9,8	q_2	8,4	8,0
q_3	—	—	q_3	7,6	7,3
q_5	1,0	1,0	q_5	1,0	1,0
Невязка	—	+0,9	Невязка	—	+0,7
	100,0	100,0		100,0	100,0
<i>4-е испытание</i>			<i>9-е испытание</i>		
q_1	90,0	88,7	q_1	89,0	—
q_2	9,0	9,0	q_2	9,6	9,8
q_3	—	—	q_3	—	—
q_5	1,0	1,0	q_5	1,4	1,4
Невязка	—	+1,3			
	100,0	100,0		100,0	

Статья теплового баланса	Подсчет по предлагаемой методике, %	Подсчет по принятой методике, %	Статья теплового баланса	Подсчет по предлагаемой методике, %	Подсчет по принятой методике, %
5-е испытание			10-е испытание		
q_1	91,5	—	q_1	90,1	—
q_2	8,1	8,2	q_2	9,5	9,7
q_3	—	—	q_3	—	—
q_5	1,4	1,4	q_5	1,4	1,4
100,0			100,0		

Приведенное сопоставление результатов подсчетов по двум методикам показывает хорошее совпадение определения q_3 во всех случаях: 0,8 и 0,8%; 1,1 и 1,1%; 0,5 и 0,5%; 7,5 и 7,3%.

Определение q_2 в большинстве случаев дает хорошее совпадение. Однако имеется и расхождение в подсчетах. Так, в 3-м испытании q_2 , подсчитанное по предлагаемой методике, дает результат 10,7%, а в отчете указывается 9,8%. Анализируя материалы испытания, нетрудно установить, что цифра 9,8 неверна. В самом деле, из сопоставления данных 3-го испытания с данными испытаний 4-го, 9-го, 10-го видно, что температура уходящих газов и воздуха в котельной в этих случаях почти одинакова ($t_{г,г}$ 195° и $t_{в}$ 21°; $t_{г,г}$ 191° и $t_{в}$ 18°).

Во всех случаях в продуктах горения отсутствуют СО и СН₄. В этих условиях при работе на топливе неизменного состава значение q_2 примерно обратно пропорционально содержанию СО₂ в продуктах горения. Следовательно, q_2 для 3-го испытания равно значению q_2 для других испытаний, умноженному на соответствующее соотношение концентраций СО₂.

На основании сопоставления с данными 4-го, 9-го и 10-го испытаний значение q_2 в 3-м испытании должно быть равно:

по сопоставлению с 4-м испытанием

$$q_2 = 9,0 \frac{8,91}{7,08} = 11,3\%;$$

по сопоставлению с 9-м испытанием

$$q_2 = 9,8 \frac{8,13}{7,08} = 11,3\%;$$

по сопоставлению с 10-м испытанием

$$q_2 = 9,7 \frac{8,15}{7,08} = 11,1\%.$$

Таким образом, если верны приведенные в отчете значения q_2 для 4-го, 9-го и 10-го испытаний, то значение q_2 для 3-го испытания должно быть равно не 9,8%, а около 11%.

Особенно отчетливо это видно из сопоставления данных 3-го и 9-го испытаний, где для q_2 указано одно и то же значение 9,8%, что явно невозможно в условиях практического совпадения разности температур уходящих газов и воздуха (195—21=174° и 191—18=173°) при значительном различии в содержании СО₂ в продуктах полного горения (7,08 и 8,13%).

Следует отметить, что исправление значения q_2 в 3-м испытании устраняет невязку в балансе, составляющую 0,9% при $q_2=9,8\%$.

ТЕПЛОВОЙ БАЛАНС СТАЦИОННОГО КОТЛА, РАБОТАЮЩЕГО НА МОСКОВСКОМ ГОРОДСКОМ ГАЗЕ

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 [41]. Испытания проводились ОРГРЭС Министерства электростанций СССР по двум методикам¹:

1) по методике, принятой ОРГРЭС и другими испытательными и наладочными организациями;

2) по предлагаемой методике.

В табл. 152—154 приводится сводка результатов определения по двум сопоставляемым методикам: потерь тепла с уходящими газами и потерь тепла вследствие химической неполноты горения; к. п. д. котла.

ОРГРЭС в своем отчете «Испытания котла Бабкок и Вилькокс при работе на газообразном топливе» отмечает:

Таблица 152

Потери тепла с уходящими газами q_2 (в %)

Номер испытания	По методике		Расхождение, %	Номер испытания	По методике		Расхождение, %
	принятой	предлагаемой			принятой	предлагаемой	
1	4,46	4,46	0,00	11	4,51	4,54	+0,03
2	4,80	4,75	-0,05	12	5,15	5,12	-0,03
3	5,41	5,37	-0,04	13	5,74	5,76	+0,02
4	5,76	5,74	-0,02	14	6,41	6,36	-0,05
5	6,90	6,83	-0,07	15	6,60	6,54	-0,06
6	4,97	4,95	-0,02	16	4,95	4,96	+0,01
7	5,03	5,0	-0,03	17	5,50	5,44	-0,06
8	5,68	5,62	-0,06	18	5,15	5,08	-0,07
9	5,74	5,67	-0,07	19	5,27	5,23	-0,04
10	6,59	6,52	-0,07				

Таблица 153

Потери тепла вследствие химической неполноты горения q_3 (в %)

Номер испытания	По методике		Расхождение, %	Номер испытания	По методике		Расхождение, %
	принятой	предлагаемой			принятой	предлагаемой	
1	3,24	3,12	-0,12	11	10,42	10,22	-0,20
2	2,87	2,75	-0,12	12	0,18	0,17	-0,01
3	0,0	0,0	0,0	13	0,0	0,0	0,0
4	0,15	0,14	-0,01	14	0,04	0,04	0,0
5	0,17	0,16	-0,01	15	0,12	0,11	-0,01
6	1,78	1,72	-0,06	16	13,43	13,15	-0,28
7	1,23	1,19	-0,04	17	3,75	3,64	-0,11
8	0,17	0,17	-0,0	18	5,34	5,14	-0,20
9	0,39	0,38	-0,01	19	5,34	5,18	-0,16
10	0,41	0,39	-0,02				

¹ Испытания проводили инженеры А. А. Авдеева и Г. И. Веткина.

Коэффициент полезного действия котельного агрегата q_1 (в %)

Номер испытания	По методике		Расхождение, %	Номер испытания	По методике		Расхождение, %
	принятой	предлагаемой			принятой	предлагаемой	
1	90,80	90,92	+0,12	11	84,12	84,29	+0,17
2	90,83	91,00	+0,17	12	93,72	93,76	+0,04
3	93,09	93,13	+0,04	13	93,31	93,29	+0,02
4	92,59	92,62	+0,03	14	92,60	92,65	+0,05
5	91,43	91,51	+0,08	15	92,33	92,40	+0,07
6	92,09	92,17	+0,08	16	80,82	81,09	+0,27
7	92,58	92,65	+0,07	17	89,96	90,12	+0,16
8	92,99	93,05	+0,06	18	88,71	88,98	+0,27
9	92,72	92,79	+0,07	19	88,59	88,79	+0,20
10	91,84	91,93	+0,09				

«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».

По заключению ОРГРЭС, 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) при определении тепловых потерь позволяет отказаться от анализа горючего газа и определения теплотворной способности газа;

3) не требует определения средневзвешенной теплоемкости продуктов горения.

ТЕПЛОВЫЕ БАЛАНСЫ КОТЛОАГРЕГАТА ТП—170, РАБОТАЮЩЕГО НА ПРИРОДНОМ ГАЗЕ

Тепловые испытания котлоагрегата ТП—170, установленного на одной из станций Саратовэнерго и переведенного с антрацита на природный газ, были проведены Г. М. Поляковым.

Было выполнено 34 опыта в диапазоне нагрузок 110—190 m^3/h 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“» [61].

В 1962 г. Г. М. Поляков вновь указал, что «упрощенная методика дает при сжигании газа практически одинаковые результаты с общепринятой» [62].

**ТЕПЛОВЫЕ БАЛАНСЫ СТАЦИОННОГО КОТЛА,
ПАРОПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬЮ 430 т/час,
РАБОТАЮЩЕГО НА ПРИРОДНОМ ГАЗЕ**

При испытаниях котлоагрегата, работающего на шебелинском газе, проведенных Центральным Котлотурбинным институтом им. Ползунова по обычной и упрощенной методике были получены результаты, приведенные в табл. 155.

Таблица 155

Результаты испытаний стационарного котла по обычной и упрощенной методике

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	-0,18
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

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».

**ТЕПЛОВОЙ БАЛАНС СТАЦИОННОГО КОТЛА,
РАБОТАЮЩЕГО НА МАЗУТЕ**

В 1955 г. ОРГРЭС Министерства электростанций СССР провел балансовые испытания стационарного котла системы Бабкок и Вилькокс производительностью 65 т пара в час, работающего на мазуте. Испытания проводились по принятой ОРГРЭС методике и по упрощенной методике¹.

Результаты подсчетов по двум методам потерь тепла с уходящими газами q_2 и вследствие химической неполноты горения q_3 приведены в табл. 156 и 157.

Потери тепла в окружающую среду определялись по графику, приведенному на рис. 15.

Коэффициенты полезного действия котла, подсчитанные по принятой и по упрощенной методике, приведены в табл. 158. Максимальное расхождение в определении коэффициента полезного действия котла по сопоставляемым методам по данным ОРГРЭС [45] равно 0,16%, среднее расхождение по 20 опытам равно 0,07%.

ОРГРЭС в изданной в 1964 г. методике испытаний котельных установок отмечает удобство упрощенной методики теплотехнических расчетов при сжигании жидкого и газообразного топлива [78].

Положительные результаты применения упрощенной методики отмечены также в ряде изданных в последние годы книг и статей [79—85; 91].

¹ Испытание проводили инженеры А. А. Андреева и Г. И. Веткина.

Потери тепла с уходящими газами q_2 (в %)

Номер испытания	По методике		Расхождение, %	Номер испытания	По методике		Расхождение, %
	принятой	предлагае- мой			принятой	предлагае- мой	
1	7,26	7,28	+0,02	11	5,92	5,92	0,00
2	6,76	6,79	+0,03	12	5,73	5,78	+0,05
3	7,39	7,44	+0,05	13	4,67	4,81	+0,14
4	5,37	5,46	+0,09	14	5,17	5,30	+0,13
5	5,76	5,76	0,00	15	7,23	7,35	+0,12
6	6,81	6,81	0,00	16	6,74	6,68	-0,06
7	6,97	7,03	+0,06	17	7,06	6,99	-0,07
8	8,65	8,78	+0,13	18	7,52	7,60	+0,08
9	5,60	5,66	+0,06	19	7,84	7,92	+0,08
10	5,62	5,72	+0,10	20	7,39	7,36	-0,03

Таблица 157

Потери тепла вследствие химической неполноты горения q_3 (в %)

Номер испытания	По методике		Расхождение, %	Номер испытания	По методике		Расхождение, %
	принятой	предлагае- мой			принятой	предлагае- мой	
1	0,09	0,09	0,00	11	1,88	1,88	0,00
2	0,0	0,0	0,0	12	4,13	4,13	0,00
3	0,23	0,23	0,00	13	4,66	4,68	+0,02
4	1,57	1,57	0,00	14	2,38	2,40	+0,02
5	1,62	1,60	-0,02	15	1,17	1,17	0,00
6	1,00	1,00	0,00	16	0,92	0,91	-0,01
7	1,38	1,39	+0,01	17	1,16	1,14	-0,02
8	1,04	1,06	+0,02	18	0,32	0,32	0,00
9	2,49	2,52	+0,03	19	0,36	0,36	0,00
10	1,85	1,85	-0,03	20	1,18	1,17	-0,01

Таблица 158

Коэффициент полезного действия котельного агрегата q_1 (в %)

Номер испытания	По методике		Расхождение, %	Номер испытания	По методике		Расхождение, %
	принятой	предлагае- мой			принятой	предлагае- мой	
1	91,94	91,92	-0,02	11	91,50	91,50	0,00
2	92,56	92,53	-0,03	12	89,43	89,38	-0,05
3	91,70	91,65	-0,05	13	89,70	89,54	-0,16
4	92,01	91,92	+0,01	14	91,45	91,30	-0,15
5	91,58	91,60	+0,02	15	90,76	90,64	-0,12
6	91,49	91,49	0,00	16	91,48	91,55	+0,07
7	90,83	90,76	-0,07	17	90,91	91,00	+0,09
8	89,47	89,32	-0,15	18	91,46	91,38	-0,08
9	91,11	91,02	-0,09	19	91,09	93,01	-0,08
10	91,75	91,64	-0,11	20	90,44	90,48	+0,04

ТЕПЛОВОЙ БАЛАНС СТАЦИОННОГО КОТЛА, РАБОТАЮЩЕГО НА ПРИРОДНОМ ГАЗЕ И НА МАЗУТЕ

Инж. Р. А. Кулиев применил указанную методику для подсчета потерь тепла с уходящими газами и вследствие химической неполноты горения при испытаниях котла производительностью 200 т пара в час [59].

При трех испытаниях котел работал на природном газе, при двух испытаниях на мазуте и при пяти испытаниях на газе и на мазуте, сжигаемых в различных соотношениях.

Ниже приводятся результаты определения коэффициентов полезного действия котла, подсчитанные инж. Р. А. Кулиевым на основе обработки материалов испытаний по обычной и упрощенной методике:

Паропроизводительность котла, т/ч	182	182	189,4	171	149,4	146	131	128,2	112	116
Содержание газа в смеси топливе (по теплотворной способности), %	0,0	0,0	49	67	69	100	80	100	75	100
Коэффициент полезного действия брутто котла по старой методике, %	93,25	93,35	93,49	93,6	92,86	92,95	92,97	92,6	93,16	92,74
Коэффициент полезного действия котла брутто по методике М. Б. Равича, %	93,27	93,33	93,26	93,46	92,9	92,99	92,84	92,82	93,1	92,68

ТЕПЛОВОЙ БАЛАНС ОТОПИТЕЛЬНЫХ ПЕЧЕЙ

Составление теплового баланса и определение к. п. д. отопительных печей осуществляются по сложной методике. Так потери тепла с уходящими газами q_2 подсчитывают по формуле

$$q_2 = \frac{Q_2}{Q_u^p} 100 = \frac{C \cdot V (t_{г.г} - t_u)}{Q_u^p} 100.$$

Теплоемкость уходящих газов определяется в соответствии с ГОСТ 3000-45 [46] по формуле

$$C = 0,309 + 0,0009RO_2 + 0,008 \frac{9H^p + W^p}{C^p + 0,368S^p} \sqrt{RO_2} + \\ + \left[11 + 0,65 \left(RO_2 + \frac{9H^p + W^p}{C^p + 0,368S^p} \right) \right] t \cdot 10^{-6} \text{ ккал/м}^3\text{°C}, \quad (132)$$

а объем уходящих газов V по формуле

$$V = \frac{2(1,86C^p + 1,368S^p)}{RO_2 + CO} + 0,112H^p + 0,0124W^p \text{ м}^3/\text{кг}. \quad (133)$$

Потери тепла с уходящими газами q_2 можно значительно проще подсчитать по формуле (74, стр. 112) на основании данных газового анализа продуктов горения.

Пользуясь этими же данными, можно определить и потери тепла вследствие химической неполноты горения q_3 по формуле (87).

Определив потери тепла вследствие механической неполноты горения q_4 , можно подсчитать к. п. д. отопительной печи по формуле

$$\eta = 100\% - (q_2 + q_3 + q_4). \quad (134)$$

Коэффициент полезного действия печей по предлагаемой методике особенно просто определить при работе на газообразном и жидком топливе, когда потери тепла вследствие механической неполноты горения равны нулю. В этом случае

$$\eta = 100\% - (q_2 + q_3). \quad (135)$$

ПРОВЕРКА ПРАВИЛЬНОСТИ ПОДСЧЕТА ОБЪЕМА ПРОДУКТОВ ГОРЕНИЯ

Подсчет объема продуктов горения, произведенный по довольно сложным формулам, исходя из состава рабочего топлива, может быть легко проверен путем определения величины p , т. е. теплотворной способности рабочего топлива, отнесенной к объему сухих продуктов горения, получаемых при полном сгорании топлива в стехиометрическом объеме воздуха:

$$p = \frac{Q_H}{V_{\text{RO}_2} + V_{\text{N}_2}}.$$

Малые колебания величины p для определенных групп топлива позволяют установить ошибку в подсчете, если значение p не укладывается в пределы, характерные для той или иной группы топлива, а именно:

Топливо	Значение величины p , ккал/м ³
Антрацит	890—920
Каменные угли	910—940
Бурые угли ($W^p < 40\%$)	850—920
Торф ($W^p 30—60\%$)	800—900
Дрова ($W^p 30—60\%$)	800—900
Насыщенные углеводороды (алканы и цикланы)	~1000
Алкены	1020—1060
Ацетилен	1170
Прочие алкины	1040—1090
Жидкое нефтяное топливо (мазут, соляровое масло, дизельное топливо, керосин, бензин)	960—980
Углеводородные газы (природный, нефтепромысловый, нефтезаводский, сжиженный)	~1000
Газы с высоким содержанием молекулярного водорода и малым содержанием азота (коксовый, водяной, двойной водяной)	1080—1130
Смешанные генераторные газы	740—780
Доменные и воздушные газы	600—630

Если величина p не укладывается в приведенные выше нормы, то это сигнализирует о необходимости тщательной проверки подсчета теплотворной способности топлива и определения объема азота и двуокиси углерода в продуктах горения. В свою очередь ошибка подсчета объема продуктов горения часто связана с погрешностью в подсчете объема воздуха, необходимого для горения.

Применяя предлагаемый метод, можно легко установить наличие погрешностей в подсчете, ускользающих в некоторых случаях от обнаружения при повторной проверке сделанных вычислений.

Для иллюстрации приведем несколько примеров установления погрешностей в наиболее авторитетных и тщательно проверяемых изданиях.

В нормах теплового расчета котельного агрегата [18] в рекомендуемой нормали 8 (стр. 24) указаны формулы реакций горения, приводимые¹ в табл. 159.

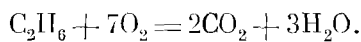
Проверяем значения величины p для углеводородных газов, приведенных в указанных нормах.

Подсчитанная для метана величина p соответствует по своему значению норме для углеводородных газов $p \approx 1000$ ккал/нм³:

$$p = \frac{Q_{\text{н}}}{V_{\text{CO}_2} + V_{\text{N}_2}} = \frac{Q_{\text{н}}}{V_{\text{CO}_2} + 3,76 V_{\text{O}_2}} = \frac{8555}{1 + 3,76 \cdot 2} \approx 1000 \text{ ккал/нм}^3.$$

Однако для следующего углеводорода, приведенного в нормах, — этана — подсчет величины p дает значительное отклонение от 1000 ккал/нм³.

Так, теплотворная способность этана $Q_{\text{н}} = 15\,226$ ккал/нм³. Уравнение горения этана записано следующим образом:



Отсюда объем сухих продуктов горения равен

$$2\text{CO}_2 + 3,76 \cdot 7\text{N}_2 = 2 + 26,3 \text{ нм}^3$$

и величина

$$p = \frac{15 \cdot 226}{2 + 26,3} = 540 \text{ ккал/нм}^3.$$

Большое отклонение величины p от нормативной (1000 ккал/нм³) свидетельствует о допущенной погрешности; действительно, объем кислорода в уравнении горения этана записан неверно.

Уравнение должно быть записано так:



Тогда

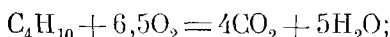
$$p = \frac{Q_{\text{н}}}{V_{\text{CO}_2} + V_{\text{N}_2}} = \frac{15226}{2 + 3,76 \cdot 3,5} = \frac{15226}{15,2} = 1000 \text{ ккал/нм}^3.$$

Для следующего углеводорода — пропана (№ 5) значение величины p — около 1000 ккал/нм³.

Однако у бутана (№ 6) значение p получается равным всего лишь

$$p = \frac{28\,338}{4 + 3,76 \cdot 9,5} = 720 \text{ ккал/нм}^3.$$

Отсюда следует, что и в этом случае допущена погрешность в уравнении процесса горения. И действительно, исправляя погрешность, получаем



$$p = \frac{28\,338}{4 + 3,76 \cdot 6,5} = \frac{28\,338}{28,4} = 1000 \text{ ккал/нм}^3.$$

¹ Табл. 159 приведена для иллюстрации описок, иногда встречающихся в литературе. В расчетах следует пользоваться не табл. 159, а табл. 159а.

Сводка формул, содержащих описки

№ п/п	Наименование газа	Формула реакции	Q _н , ккал/м. ³
1	Окись углерода	$\text{CO} + 0,5\text{O}_2 = \text{CO}_2$	3 018
2	Водород	$\text{H}_2 + 0,5\text{O}_2 = \text{H}_2\text{O}$	2 579
3	Метан	$\text{CH}_4 + 2\text{O}_2 = \text{CO}_2 + 2\text{H}_2\text{O}$	8 555
4	Этан	$\text{C}_2\text{H}_6 + 7\text{O}_2 = 2\text{CO}_2 + 3\text{H}_2\text{O}$	15 226
5	Пропан-и	$\text{C}_3\text{H}_8 + 5\text{O}_2 = 3\text{CO}_2 + 4\text{H}_2\text{O}$	21 795
6	Бутан-и	$\text{C}_4\text{H}_{10} + 9,5\text{O}_2 = 4\text{CO}_2 + 5\text{H}_2\text{O}$	28 338
7	Пентан-и	$\text{C}_5\text{H}_{12} + 8\text{O}_2 = 5\text{CO}_2 + 6\text{H}_2\text{O}$	34 890
8	Бензол	$\text{C}_6\text{H}_6 + 7,5\text{O}_2 = 6\text{CO}_2 + 3\text{H}_2\text{O}$	33 528
9	Метилбензол	$\text{C}_7\text{H}_8 + 9\text{O}_2 = 7\text{CO}_2 + 4\text{H}_2\text{O}$	40 220
10	Этилбензол	$\text{C}_8\text{H}_{10} + 10,5\text{O}_2 = 8\text{CO}_2 + 5\text{H}_2\text{O}$	46 778
11	Пропилбензол	$\text{C}_9\text{H}_{12} + 12\text{O}_2 = 9\text{CO}_2 + 6\text{H}_2\text{O}$	53 318
12	Этилен	$\text{C}_2\text{H}_4 + 3\text{O}_2 = 2\text{CO}_2 + 2\text{H}_2\text{O}$	14 107
13	Пропилен	$\text{C}_3\text{H}_6 + 4,5\text{O}_2 = 3\text{CO}_2 + 3\text{H}_2\text{O}$	20 541
14	Бутилен	$\text{C}_4\text{H}_8 + 6\text{O}_2 = 4\text{CO}_2 + 4\text{H}_2\text{O}$	27 111
15	Пентилен	$\text{C}_5\text{H}_{10} + 7,5\text{O}_2 = 5\text{CO}_2 + 5\text{H}_2\text{O}$	33 650
16	Ацетилен	$\text{C}_2\text{H}_2 + 2,5\text{O}_2 = 2\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O}$	13 388
17	Метилацетилен	$\text{C}_3\text{H}_4 + 5\text{O}_2 = 4\text{CO}_2 + 2\text{H}_2\text{O}$	23 918
18	Этилацетилен	$\text{C}_4\text{H}_6 + 5\text{O}_2 = 4\text{CO}_2 + 3\text{H}_2\text{O}$	26 291
19	Пентин	$\text{C}_5\text{H}_8 + 7\text{O}_2 = 5\text{CO}_2 + 4\text{H}_2\text{O}$	32 815
20	Циклопентан	$\text{C}_5\text{H}_{10} + 10\text{O}_2 = 5\text{CO}_2 + 5\text{H}_2\text{O}$	33 050
21	Метилциклопентан	$\text{C}_6\text{H}_{12} + 12\text{O}_2 = 6\text{CO}_2 + 6\text{H}_2\text{O}$	39 510
22	Этилциклопентан	$\text{C}_7\text{H}_{14} + 14\text{O}_2 = 7\text{CO}_2 + 7\text{H}_2\text{O}$	46 067
23	Пропилциклопентан	$\text{C}_8\text{H}_{16} + 16\text{O}_2 = 8\text{CO}_2 + 8\text{H}_2\text{O}$	52 618
24	Циклогексан	$\text{C}_6\text{H}_{12} + 12\text{O}_2 = 6\text{CO}_2 + 6\text{H}_2\text{O}$	39 335
25	Метилциклогексан	$\text{C}_7\text{H}_{14} + 14\text{O}_2 = 7\text{CO}_2 + 7\text{H}_2\text{O}$	45 772
26	Этилциклогексан	$\text{C}_8\text{H}_{16} + 15\text{O}_2 = 8\text{CO}_2 + 8\text{H}_2\text{O}$	52 365
27	Пропилциклогексан	$\text{C}_9\text{H}_{18} + 18\text{O}_2 = 9\text{CO}_2 + 9\text{H}_2\text{O}$	58 910

Т а б л и ц а 159а

Формулы для подсчетов

№ п/п	Наименование газа	Формула горения	Q _н , ккал/м. ³ (округленно)
1	Окись углерода	$\text{CO} + 0,5\text{O}_2 = \text{CO}_2$	3 020
2	Водород	$\text{H}_2 + 0,5\text{O}_2 = \text{H}_2\text{O}$	2 580
3	Метан	$\text{CH}_4 + 2\text{O}_2 = \text{CO}_2 + 2\text{H}_2\text{O}$	8 550
4	Этан	$\text{C}_2\text{H}_6 + 3,5\text{O}_2 = 2\text{CO}_2 + 3\text{H}_2\text{O}$	15 200
5	Пропан	$\text{C}_3\text{H}_8 + 5\text{O}_2 = 3\text{CO}_2 + 4\text{H}_2\text{O}$	21 800
6	Бутан	$\text{C}_4\text{H}_{10} + 6,5\text{O}_2 = 4\text{CO}_2 + 5\text{H}_2\text{O}$	28 300
7	Пентан	$\text{C}_5\text{H}_{12} + 8\text{O}_2 = 5\text{CO}_2 + 6\text{H}_2\text{O}$	34 900
8	Этен (этилен)	$\text{C}_2\text{H}_4 + 3\text{O}_2 = 2\text{CO}_2 + 2\text{H}_2\text{O}$	14 100
9	Пропен	$\text{C}_3\text{H}_6 + 4,5\text{O}_2 = 3\text{CO}_2 + 3\text{H}_2\text{O}$	20 500
10	Бутен	$\text{C}_4\text{H}_8 + 6\text{O}_2 = 4\text{CO}_2 + 4\text{H}_2\text{O}$	27 100
11	Пентен	$\text{C}_5\text{H}_{10} + 7,5\text{O}_2 = 5\text{CO}_2 + 5\text{H}_2\text{O}$	33 700
12	Этин (ацетилен)	$\text{C}_2\text{H}_2 + 2,5\text{O}_2 = 2\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O}$	13 400
13	Бензол	$\text{C}_6\text{H}_6 + 7,5\text{O}_2 = 6\text{CO}_2 + 3\text{H}_2\text{O}$	33 500
14	Сероводород	$\text{H}_2\text{S} + 1,5\text{O}_2 = \text{SO}_2 + \text{H}_2\text{O}$	5 600

Отклонения при подсчете p от величины, близкой к 1000 ккал/нм³, имеются и у других предельных углеводородов, а именно:

у цикlopентана (№ 20)

$$p = \frac{Q_n}{V_{\text{CO}_2} + V_{\text{N}_2}} = \frac{33\,950}{5 + 3,76 \cdot 10} = 775 \text{ ккал/нм}^3;$$

у метилциклопентана (№ 21)

$$p = \frac{39\,510}{6 + 3,76 \cdot 12} = 775 \text{ ккал/нм}^3;$$

у этилциклопентана (№ 22)

$$p = \frac{46\,067}{7 + 3,76 \cdot 14} = 775 \text{ ккал/нм}^3;$$

у пропилциклопентана (№ 23)

$$p = \frac{52\,618}{8 + 3,76 \cdot 16} = 775 \text{ ккал/нм}^3$$

у циклогексана (№ 24)

$$p = \frac{39\,335}{6 + 3,76 \cdot 12} = 770 \text{ ккал/нм}^3;$$

у метилциклогексана (№ 25)

$$p = \frac{45\,772}{7 + 3,76 \cdot 14} = 770 \text{ ккал/нм}^3;$$

у этилциклогексана (№ 26)

$$p = \frac{52\,365}{8 + 3,76 \cdot 16} = 770 \text{ ккал/нм}^3;$$

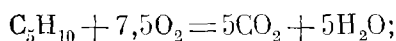
у пропилциклогексана (№ 27)

$$p = \frac{58\,910}{9 + 3,76 \cdot 18} = 770 \text{ ккал/нм}^3.$$

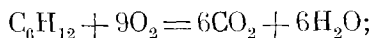
Причиной всех указанных отклонений является неправильный подсчет количества кислорода, необходимого для горения углеводородов.

Исправляя допущенные погрешности, получаем следующие уравнения горения перечисленных углеводородов (исправленные цифры подчеркнуты):

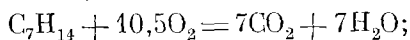
циклопентан (№ 20)



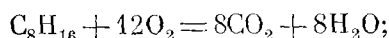
метилциклопентан (№ 21)



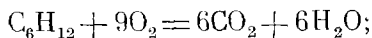
этилциклопентан (№ 22)



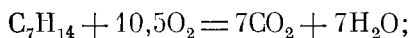
пропилциклопентан (№ 23)



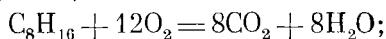
циклогексан (№ 24)



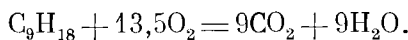
метилциклогексан (№ 25)



этилциклогексан (№ 26)



пропилциклогексан (№ 27)



Действительные значения величины p после исправления уравнений процесса горения следующие:

у цикlopentана (№ 20)

$$p = \frac{33\,050}{5 + 3,76 \cdot 7,5} = 995 \text{ ккал/нм}^3;$$

у метилциклопентана (№ 21)

$$p = \frac{39\,510}{6 + 3,76 \cdot 9} = 995 \text{ ккал/нм}^3;$$

у этилциклопентана (№ 22)

$$p = \frac{46\,067}{7 + 3,71 \cdot 10,5} = 995 \text{ ккал/нм}^3;$$

у пропилциклопентана (№ 23)

$$p = \frac{52\,618}{8 + 3,76 \cdot 12} = 995 \text{ ккал/нм}^3;$$

у циклогексана (№ 24)

$$p = \frac{39\,335}{6 + 3,76 \cdot 9} = 990 \text{ ккал/нм}^3;$$

у метилциклогексана (№ 25)

$$p = \frac{45\,772}{7 + 3,76 \cdot 10,5} = 990 \text{ ккал/нм}^3;$$

у этилциклогексана (№ 26)

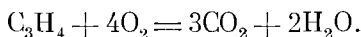
$$p = \frac{52\,365}{8 + 3,76 \cdot 12} = 990 \text{ ккал/нм}^3;$$

у пропициклогексана (№ 27)

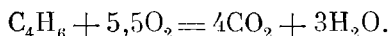
$$p = \frac{58\,910}{9 + 3,76 \cdot 13,5} = 985 \text{ ккал/нм}^3.$$

Таким образом, значения величины p для всех рассматриваемых насыщенных углеводородов близки к 1000 ккал/нм^3 (максимальное отклонение равно $1,5\%$).

Ряд погрешностей допущен в указанной таблице также в отношении алкинов; так, уравнение горения метилацетилена (№ 17) должно быть записано следующим образом:



При этом низшая теплотворная способность 1 нм^3 метилацетилена равна не $23\,918 \text{ ккал}$, как указано в таблице, а $19\,700 \text{ ккал}$. Уравнение горения этилацетилена (№ 18) должно быть записано так:



При внесении необходимых исправлений значения величины p для указанных углеводородов равны:
для метилацетилена

$$p = \frac{Q_{II}}{V_{CO_2} + V_{N_2}} = \frac{19\,700}{3 + 3,76 \cdot 4} = 1090 \text{ ккал/нм}^3;$$

для этилацетилена

$$p = \frac{26\,290}{4 + 3,76 \cdot 5,5} = 1070 \text{ ккал/нм}^3,$$

т. е. соответствуют значениям величины p для алкинов.

Следует отметить, что погрешности, допущенные в подсчете количества кислорода, необходимого для горения индивидуальных углеводородов, могли быть сравнительно легко обнаружены при проверке и не прибегая к подсчету величины p . Значительно труднее обнаружить обычным методом ошибку, допущенную в подсчете объема продуктов горения технического топлива, так как для обнаружения ошибки необходимо выполнить довольно трудоемкий подсчет.

Применение в этих случаях поверочного подсчета путем определения значения величины p позволяет быстро обнаружить допущенную погрешность. Так, например, в тех же нормах теплового расчета котлоагрегата ВТИ приведена низшая теплотворная способность промежуточного продукта сухого обогащения донецкого угля 4900 ккал/кг (стр. 19), объем азота в продуктах горения указан равным 4,81 нм³/кг, объем RO₂ — 0,99, объем H₂O — 0,48 и суммарный объем продуктов горения — 6,28 нм³/кг.

Исходя из этих данных, теплотворная способность топлива, отнесенная к 1 нм³ сухих продуктов горения:

$$p = \frac{Q_{II}^p}{V_{N_2} + V_{RO_2}} = \frac{4900}{4,81 + 0,99} = 845 \text{ ккал/нм}^3,$$

т. е. значительно ниже величины p для каменных углей. Проверка показала, что объем азота указан неправильно. Действительный объем азота, содержащегося в продуктах горения промежуточного продукта, равен не 4,81, а 4,28 нм³. В соответствии с этим суммарный объем продуктов горения равен не 6,28, а 5,75 нм³/кг и объем сухих продуктов горения не 5,80, а 5,27 нм³/кг. При внесении необходимого исправления

$$p = \frac{4900}{5,27} = 930 \text{ ккал/нм}^3,$$

т. е. соответствует теплотворной способности каменных углей, отнесенной к 1 нм³ сухих продуктов горения.

В проекте единых норм теплового расчета котельных агрегатов, разработанным Всесоюзным теплотехническим и Центральным котлотурбинным институтами и опубликованном в журнале «Теплоэнергетика» в 1954 г. [47], приводятся следующие данные по кивдинскому бурому углю:

$$Q_{II}^p = 2840 \text{ ккал/кг};$$

$$V_{N_2} = 2,96 \text{ нм}^3/\text{кг};$$

$$V_{RO_2} = 0,73 \text{ нм}^3/\text{кг}.$$

Подсчитанное на основании этих данных значение величины p , т. е. теплотворной способности, отнесенной к 1 нм³ сухих продуктов сгорания в стехиометрическом объеме воздуха, равно

$$\frac{Q_{II}^p}{V_{RO_2} + V_{N_2}} = 770 \text{ ккал/нм}^3,$$

т. е. гораздо ниже истинного значения p , которое для бурых углей с содержанием влаги до 40% равно 850—900 ккал/нм^3 .

В соответствии с этим проверим подсчет теплотворной способности и состава рабочего топлива по теплотворной способности и составу горючей массы и данным по влажности зольности топлива, приведенным в указанном проекте норм.

В табл. 6 и 7 проекта норм [47] приведены следующие данные по теплотворной способности и составу горючей массы и рабочего топлива:

Горючая масса топлива, %	Рабочее топливо, %
—	W^p — 37,0
—	A^p — 13,2
C^r — 71,0	C^p — 38,8
$S_{\text{к+о}}^r$ — 0,3	$S_{\text{к+о}}^p$ — 0,2
H^r — 4,3	H^p — 2,1
O^r — 23,2	O^p — 8,1
N^r — 1,2	N^p — 0,6
100,0	100,0
Q_H^r — 6150 ккал/кг	Q_H^p — 2840 ккал/кг

Нетрудно убедиться, что в подсчете содержания углерода и кислорода в рабочей массе топлива допущены погрешности.

Действительное значение содержания углерода в рабочей массе топлива равно не 38,8, а 35,3%, как это видно из следующего подсчета:

$$C^p = C^r \frac{100 - W^p - A^p}{100} = \frac{71 (100 - 37,0 - 13,2)}{100} = 35,3\%.$$

В свою очередь содержание кислорода в рабочем топливе равно не 8,1, а 11,6%:

$$O^p = \frac{O^r (100 - W^p - A^p)}{100} = \frac{23,2 (100 - 37,0 - 13,2)}{100} = 11,6\%.$$

Содержание остальных горючих компонентов в рабочей массе твердого топлива соответствует их содержанию в горючей массе с учетом влажности и зольности топлива. Теплотворная способность рабочего топлива 2840 ккал/кг также соответствует (с учетом зольности и влажности топлива) теплотворной способности горючей массы топлива.

Следовательно, характеристики рабочей массы кивдинского бурого угля, подсчитанные по составу его горючей массы и содержанию в рабочем топливе влаги и золы, следующие (в %):

	$S_{\text{к+о}}^p$ 0,2
W^p 37,0	H^p 2,1
A^p 13,2	O^p 11,6
C^p 35,3	N^p 0,6
	100,0%
Q_H^p	2840 ккал/кг .

Объем продуктов горения для указанного состава топлива, подсчитанный по формуле (11)

$$V_{\text{RO}_2} = 1,866 \frac{K^p}{100} = 0,66 \text{ нм}^3/\text{кг}$$

и по формуле

$$V_{N_2} = 0,79V_0 + 0,8 \frac{N^p}{100} = 0,79 (0,0889K^p + 0,265H^p - 0,0333O^p) + \\ + 0,8 \frac{N^p}{100} = 2,70 \text{ нм}^3/\text{кг}. \quad (136)$$

Отсюда значение

$$p = \frac{Q_u^p}{V_{RO_2} + V_{N_2}} = \frac{2840}{0,66 + 2,70} = 850 \text{ ккал/нм}^3,$$

т. е. соответствует величинам, характерным для бурых углей с влажностью до 40%.

Отмеченные погрешности в подсчете состава рабочей массы кивдинского угля, а также объемов RO_2 и N_2 в продуктах его горения остались незамеченными. В таблицах состава топлива и объемов продуктов горения, приведенных в изданном в 1957 г. тепловом расчете котельных агрегатов [22], содержатся разобранные выше неточности.

В первом томе справочника теплотехника предприятий черной металлургии [48], вышедшем в свет в 1953 г. (стр. 180—181), приведены следующие характеристики для донецкого паровично-спекающегося каменного угля марки ПС. Низшая теплотворная способность рабочего топлива 6600 ккал/кг. Теоретический объем продуктов горения $V_{\Sigma} = 8,66 \text{ нм}^3/\text{кг}$, объем водяного пара $V_{H_2O} = 0,57 \text{ нм}^3/\text{кг}$, объем сухих продуктов горения $V_{c.r.} = 8,09 \text{ нм}^3/\text{кг}$.

Отсюда теплотворная способность, отнесенная к 1 нм³ сухих продуктов горения:

$$p = \frac{Q_u^p}{V_{c.r.}} = \frac{6600}{8,09} = 820 \text{ ккал/нм}^3.$$

Значение p значительно ниже величины, характерной для каменных углей (910—940 ккал/нм³).

Проверка показывает, что объем продуктов горения равен не 8,66, а 7,66 нм³/кг и объем сухих продуктов горения не 8,09, а 7,09 нм³/кг. При этом величина p равна

$$p = \frac{6600}{7,09} = 940 \text{ ккал/нм}^3.$$

В тех же таблицах [48] для донецкого антрацита марки АП (плита) и марки АК (кулак) указано значение теплотворной способности $Q_u^p = 7250 \text{ ккал/кг}$, теоретически необходимый объем воздуха $V_0 = 7,45 \text{ нм}^3/\text{кг}$ и объемы: продуктов горения $V_{\Sigma} = 7,83 \text{ нм}^3/\text{кг}$, водяного пара $V_{H_2O} = 0,35 \text{ нм}^3/\text{кг}$ и сухих продуктов горения $V_{c.r.} = 7,48 \text{ нм}^3/\text{кг}$.

В этом случае

$$p = \frac{Q_u^p}{V_r} = \frac{7250}{7,48} = 970,$$

что значительно превышает величину p , характерную для антрацита.

Проведенная проверка показала, что объем сухих газов равен не 7,48, а 7,92 нм³/кг. При внесении необходимого исправления

$$p = \frac{7250}{7,92} = 915 \text{ ккал/нм}^3.$$

Неточность, допущенная в подсчете объема сухих продуктов горения, свидетельствует о необходимости проверки и исправления также приведенных данных по объему необходимого для горения воздуха и суммарному объему продуктов горения.

Объем необходимого для горения воздуха V_0 равен не 7,45, а 8,0 $\text{нм}^3/\text{кг}$, а суммарный объем продуктов горения V_{Σ} равен не 7,83, а 8,28 $\text{нм}^3/\text{кг}$.

Далее, в тех же таблицах объем сухих продуктов горения $V_{\text{с.г.}}$ при сжигании антрацита марок АМ и АС указан 8,14 $\text{нм}^3/\text{кг}$ и суммарный объем продуктов горения V_{Σ} 8,48 нм^3 , при теплотворной способности антрацита $Q_{\text{п}}^{\text{р}}$ 6475 $\text{ккал}/\text{кг}$.

Исходя из этих данных, получаем значение величины p :

$$p = \frac{6475}{8,14} = 795 \text{ ккал}/\text{нм}^3,$$

т. е. значительно ниже величины, характерной для антрацита.

Проверка показала, что действительное значение суммарного объема продуктов сгорания не 8,48, а 7,48 $\text{нм}^3/\text{кг}$ и объема сухих продуктов сгорания не 8,14, а 7,14 $\text{нм}^3/\text{кг}$. При внесении указанных исправлений теплотворная способность, отнесенная к 1 нм^3 сухих продуктов горения, равна 910 $\text{ккал}/\text{нм}^3$, т. е. характерна для антрацита:

$$p = \frac{6475}{7,14} = 910 \text{ ккал}/\text{нм}^3.$$

Число подобных примеров можно было бы значительно увеличить, однако и приведенные факты показывают, что путем подсчета величины p и ее сопоставления со значениями этой величины, характерными для данного вида топлива, можно легко установить наличие ошибок в подсчетах объемов продуктов горения и погрешностей в определении состава топлива и других исходных величин, на основе которых производится подсчет объема продуктов горения.

ТЕПЛОВЫЕ БАЛАНСЫ ГАЗОГЕНЕРАТОРОВ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ПОЛЕЗНОГО ДЕЙСТВИЯ ГАЗИФИКАЦИИ

Подсчет эффективности газификации топлива

Газообразное топливо, сжигаемое без образования золы и сажи, отрицательно влияющих на качество выплавляемой или нагреваемой в печах продукции и загрязняющих воздушный бассейн, является прогрессивным видом топлива.

Контрольными цифрами развития народного хозяйства СССР на 1959—1965 гг., принятыми XXI съездом КПСС, предусмотрено изменение структуры топливного баланса путем преимущественного развития добычи и производства наиболее экономичных видов топлива нефти и газа.

Огромный размах приобретают работы по обеспечению промышленности и коммунального хозяйства дешевыми природным и нефтепромышленными газами. Однако наряду с использованием этих газов, а также газов, получаемых в процессе переработки нефти, коксования и полукоксования угля, выплавки чугуна и других технологических процессов, известное значение для некоторых районов страны, не располагающих этими видами газообразного топлива, имеет производство генераторных газов.

Эффективность использования различных видов генераторных газов в промышленности определяется суммарным коэффициентом полезного действия, η_{Σ} , т. е. произведением коэффициента полезного действия газогенераторной установки η_1 на коэффициент полезного действия теплоиспользующей установки, работающей на газообразном топливе η_2 :

$$\eta_{\Sigma} = \eta_1 \cdot \eta_2. \quad (137)$$

Следовательно, для подсчета суммарной эффективности применения генераторных газов в теплоиспользующих установках необходимо не только определить коэффициент полезного действия установки по отношению к потенциальному теплу сжигаемого газа, т. е. к произведению количества газа на его теплотворную способность, но и учитывать коэффициент полезного действия газогенераторной установки. Так, например, коэффициент полезного действия термических и кузнечных печей при работе на водяном газе с высокой жаропроизводительностью (около 2200°) заведомо выше, чем при работе на смешанном генераторном газе, производимом из антрацита с жаропроизводительностью около 1700°. Тем не менее при обеспечении этих потребителей газообразным топливом, вырабатываемым из антрацита, обычно производят не водяной, а смешанный генераторный газ вследствие более высокого коэффициента полезного действия генераторных станций, производящих смешанный газ, и большей простоты его производства.

Коэффициент полезного действия газификации

Коэффициентом полезного действия газификации называется отношение потенциального тепла газа к потенциальному теплу топлива, израсходованного на производство газа.

Коэффициент полезного действия газификации $\eta_{\text{газиф}}$ подсчитывают по формуле

$$\eta_{\text{газиф}} = \frac{Q^g \cdot V^g \cdot 100}{Q^t \cdot B}, \quad (138)$$

где

Q^g — теплотворная способность газа, ккал/м^3 ;

V^g — объем выработанного газа, м^3 ;

Q^t — теплотворная способность газифицированного топлива, ккал/кг ;

B — вес газифицированного топлива, кг .

Подсчет коэффициента полезного действия газификации может быть произведен по высшему или низшему пределу.

В первом случае в числителе указывается высшая теплотворная способность газа, а в знаменателе — высшая теплотворная способность газифицированного топлива; во втором случае соответственно указываются их низшие теплотворные способности.

Наряду с коэффициентом полезного действия газификации существенное значение имеют коэффициенты полезного действия газогенератора и газогенераторной станции.

Коэффициент полезного действия газогенератора

Коэффициентом полезного действия газогенератора или термическим коэффициентом полезного действия газогенератора $\eta_{\text{г-га}}$ называется отношение потенциального тепла газа к сумме потенциального тепла топлива, израсходованного на производство газа, и теплосодержания дутья.

При подсчете коэффициента полезного действия газогенератора по высшему пределу следует учитывать полное теплосодержание пара в дутье, а при подсчете коэффициента полезного действия по низшему пределу — только физическое тепло пара.

В соответствии с этим коэффициент полезного действия газогенератора при подсчете по высшему пределу равен

$$\eta_{\text{г-га}}^{\text{в}} = \frac{Q_{\text{в}}^g \cdot V^g \cdot 100}{Q_{\text{в}}^t \cdot B + D \cdot I}, \quad (139)$$

где

D — количество пара, поступающее в генератор, кг ;

I — теплосодержание пара, ккал/кг .

Коэффициент полезного действия газогенератора по низшему пределу

$$\eta_{\text{г-га}}^{\text{н}} = \frac{Q_{\text{н}}^g \cdot V^g \cdot 100}{Q_{\text{н}}^t \cdot B + D \cdot C \cdot t}, \quad (140)$$

где

t — температура пара;

C — средняя теплоемкость пара от 0 до t° , $\text{ккал/кг}^\circ\text{С}$.

Коэффициент полезного действия газогенераторной установки

Коэффициент полезного действия газификации, показывающий отношение потенциального тепла выработанного газа к потенциальному теплу израсходованного на его производство топлива, не учитывает, как это

выше отмечалось, расхода тепла на производство вдуваемого в генератор пара, а также расхода энергии на привод вентиляторов, вращение колосниковой решетки генератора, производство кислорода (в случае применения кислородного дутья) и другие нужды газогенераторной станции.

Вместе с тем при подсчете коэффициента полезного действия газификации не учитывается теплотворная способность смолы, получаемой при газификации битуминозных видов топлива, а также теплосодержание пара, вырабатываемого за счет использования физического тепла и других ресурсов тепла газогенераторной установки.

С учетом этих величин подсчитывается коэффициент полезного действия газогенераторной станции

$$\eta_{\text{ст}} = \frac{Q^r \cdot V^r + Q^{\text{см}} L^{\text{см}} + d \cdot i}{Q^r \cdot B + D \cdot I \frac{100}{r} + Z \cdot 860 \frac{100}{n}}, \quad (141)$$

где

Q^r — теплотворная способность газа, ккал/м^3 ;

V^r — объем газа, м^3 ;

Q^r — теплотворная способность газифицированного топлива, ккал/кг ;

B — количество газифицированного топлива, кг ;

$Q^{\text{см}}$ — теплотворная способность смолы, ккал/кг ;

$L^{\text{см}}$ — количество полученной смолы, кг ;

d — количество пара, производимое за счет использования отбросного тепла газогенераторной установки, кг ;

i — теплосодержание выработанного пара, ккал/кг ;

D — количество пара, используемого в газогенераторной установке, кг ;

I — теплосодержание используемого пара, ккал/кг ;

r — коэффициент полезного действия котельной установки, производящей пар, %;

Z — расход электроэнергии, квт-час ;

860 — количество ккал , эквивалентное 1 квт-часу ;

n — суммарный коэффициент полезного действия электроустановок;

$$n = \frac{n'}{100} \cdot \frac{n''}{100} \cdot \frac{n'''}{100}, \quad (142)$$

где

n' — коэффициент полезного действия электростанции, %;

n'' — коэффициент полезного действия передачи электроэнергии от электростанции до потребителя, %;

n''' — коэффициент полезного действия электроустановки, %.

Производимый за счет использования отбросного тепла водяной пар, как правило, используется в первую очередь для парового дутья в генераторе. Поэтому, если количество производимого пара меньше количества вдуваемого пара, то в целях упрощения подсчета иногда в знаменателе указывается количество пара, подводимого из котельной. Если же количество пара, производимого за счет использования отбросного тепла, превышает потребность в паре генераторной станции, в числителе указывается количество избыточного пара, отпускаемого другим потребителям.

Коэффициент полезного действия газогенераторной станции в большой степени зависит от использования отбросного тепла.

Определение ресурсов отбросного тепла осуществляется путем составления теплового баланса.

Тепловой баланс газогенератора

Тепловой баланс газогенератора может быть составлен по высшему пределу — исходя из высшей теплотворной способности вырабатываемого газа и газифицированного топлива, или по низшему пределу — исходя из низших теплотворных способностей.

При подсчете баланса по высшему пределу, т. е. с учетом теплоты сгорания водорода в воду, необходимо учитывать, как уже отмечалось, полное теплосодержание вдуваемого в газогенератор пара. При составлении теплового баланса по низшему пределу, т. е. с учетом сгорания водорода в водяной пар, следует учитывать не полное теплосодержание пара, а лишь его физическое тепло (располагаемое тепло нагрева).

Основными статьями теплового баланса газогенератора при его составлении по низшему пределу являются следующие:

Приходная часть баланса

Q_I — потенциальное тепло газифицированного топлива;

Q_{II} — физическое тепло пара;

Q_{III} — физическое тепло воздуха.

Расходная часть баланса

Q_1 — потенциальное тепло выработанного газа;

Q_2 — физическое тепло сухого газа;

Q_3 — физическое тепло водяного пара, содержащегося в газе;

Q_4 — потенциальное тепло смолы;

Q_5 — физическое тепло смолы;

Q_6 — потери тепла вследствие механической неполноты газификации (потери тепла с уносом и шлаками);

Q_7 — потери тепла в окружающую среду.

При газификации тощих видов топлива — кокса, полукокса, антрацита, полуантрацита и тощих каменных углей — или при обращенной газификации битуминозного топлива без получения смолы статьи 4 и 5 расходной части баланса (Q_4 и Q_5) отпадают.

При производстве водяного газа по периодическому методу с получением основного газа в период парового дутья и газов горячего дутья в период воздушного дутья при разогреве топлива в газогенераторе отдельно подсчитывают:

потенциальное тепло водяного газа;

потенциальное тепло газов воздушного дутья;

физическое тепло водяного газа;

физическое тепло газов воздушного дутья.

МЕТОДИКА ПОДСЧЕТА СТАТЕЙ ТЕПЛОВОГО БАЛАНСА

Приходная часть баланса

Потенциальное тепло газифицируемого топлива Q_I подсчитывают по формуле

$$Q_I = Q^p \cdot B, \quad (143)$$

где

Q^p — теплотворная способность газифицируемого топлива, ккал/кг;

B — количество газифицированного топлива, кг.

При составлении теплового баланса по высшему пределу в формулу (143) вводят высшую теплотворную способность топлива Q^p , а при со-

ставлении по низшему пределу — низшую теплотворную способность топлива Q_H^p .

Следовательно, для определения Q_I необходимо:

определить путем взвешивания количество газифицированного топлива B ;

отобрать среднюю пробу топлива;

определить теплотворную способность топлива Q_I .

Подсчетом физического тепла газифицируемого топлива обычно пренебрегают. Физическое тепло топлива при температуре около 20° составляет по отношению к его теплотворной способности около 0,1% при газификации антрацита и каменных углей и 0,2—0,3% при газификации топлива с высоким содержанием влаги и соответственно пониженной теплотворной способностью (торф, подмосковный уголь и др.).

Физическое тепло пара Q_{II} подсчитывают по формуле

$$Q_{II} = D \cdot C \cdot t, \quad (144)$$

где

D — количество пара, поступающее в газогенератор, кг;

t — температура пара, $^\circ\text{C}$;

C — весовая теплоемкость пара, $\text{ккал/кг } ^\circ\text{C}$.

При составлении теплового баланса по высшему пределу вместо физического тепла пара подсчитывают его теплосодержание I

$$Q_{II} = D \cdot I. \quad (145)$$

Для подсчета Q_{II} фиксируют количество пара, его давление и температуру.

Физическое тепло воздуха Q_{III} подсчитывают по формуле

$$Q_{III} = V^b \cdot C^b \cdot t^b, \quad (146)$$

где

V^b — объем воздуха, нм^3 ;

t^b — температура воздуха, $^\circ\text{C}$;

C^b — средняя объемная теплоемкость воздуха в температурном интервале от 0 до t^b , $\text{ккал/нм}^3 \text{ } ^\circ\text{C}$.

Объем воздуха, поступающего в генератор, можно подсчитать по балансу азота по формуле

$$V^b = V^r \cdot \frac{N_2}{79}, \quad (147)$$

где

N_2 — содержание азота в газе, объемн. %;

79 — содержание азота в воздухе, объемн. %.

Расходная часть баланса

Потенциальное тепло газа Q_I подсчитывают по формуле

$$Q_I = V^r \cdot Q^r, \quad (148)$$

где

V^r — объем выработанного газа, нм^3 ;

Q^r — теплотворная способность газа, ккал/нм^3 .

В зависимости от того, по какому пределу — высшему или низшему — составляют тепловой баланс газогенератора, в формулу (148) вводят соответственно высшую или низшую теплотворную способность газа.

Для подсчета первой статьи расходной части баланса необходимо замерить объем вырабатываемого газа и установить его теплотворную спо-

способность путем калориметрического определения или по расчету исходя из состава газа.

Физическое тепло сухого газа Q_2 подсчитывают по формуле:

$$Q_2 = V^r \cdot C^{\text{газа}} \cdot t^r, \quad (149)$$

где

V^r — объем газа, нм^3 ;

t^r — температура газа, $^{\circ}\text{C}$;

$C^{\text{газа}}$ — усредненная объемная теплоемкость газа от 0 до t^r , $\text{ккал}^3/\text{нм}^3 \text{ } ^{\circ}\text{C}$.

Физическое тепло водяного пара, содержащегося в газе Q_3 , подсчитывают по формуле

$$Q_3 = V^п \cdot C^п \cdot t^п, \quad (150)$$

где

$V^п$ — объем водяного пара, нм^3 ;

$t^п$ — температура водяного пара, $^{\circ}\text{C}$;

$C^п$ — объемная теплоемкость водяного пара от 0 до $t^п$, $\text{ккал}/\text{нм}^3 \text{ } ^{\circ}\text{C}$.

Объем водяного пара $V^п$ в нм^3 можно установить путем определения содержания влаги в газе или путем расчета по элементарному балансу водорода

$$V^п = \left[D + \left(\frac{W^p}{100} + \frac{9H^p}{100} \right) B - L \cdot \frac{9H^{\text{см}}}{100} \right] \frac{22,4}{18} - (H_2 + H_2S + 2CH_4 + 2C_2H_4) \frac{V^r}{100}, \quad (151)$$

где

D — количество пара, поступающего в газогенератор, кг ;

W^p — содержание влаги в топливе, $\%$;

H^p — содержание водорода в рабочем топливе, $\%$;

L — количество выработанной смолы, кг ;

$H^{\text{см}}$ — содержание водорода в смоле, $\%$;

$\frac{22,4}{18}$ — объем, занимаемый 1 кг пара, нм^3 ;

B — количество газифицированного топлива, кг ;

H_2 , H_2S , CH_4 , C_2H_4 — содержание в газе водорода, сероводорода, метана и этилена, $\%$.

Следовательно, содержание водяного пара в газе может быть подсчитано путем:

а) суммирования количества водяного пара, вдуваемого в генератор (D), образующегося в результате испарения содержащейся в топливе влаги (W^p) и сгорания водорода топлива ($9H^p$), за вычетом веса водяного пара, эквивалентного водороду, содержащемуся в смоле ($9H^{\text{см}}$) (с учетом количества смолы L);

б) перевода подсчитанного веса водяного пара в нормальные кубометры, т. е. путем умножения на $\frac{22,4}{18}$;

в) вычитания из подсчитанного объема водяного пара эквивалентного объема водорода, сероводорода, метана и этилена, содержащихся в газе, с учетом объема выработанного газа.

При подсчете не учтено содержание влаги в атмосферном воздухе, так как получаемая при этом поправка невелика и лежит в пределах точности определения основных величин.

При составлении теплового баланса генератора водяного газа необходимо подсчитать потенциальное и физическое тепло газов, получаемых в процессе воздушного дутья.

Определение объемов газов воздушного дутья производят по балансу углерода путем:

1) определения процента углерода топлива, перешедшего в водяной газ C^r , из уравнения

$$V^r(\text{CO} + \text{CO}_2 + \text{CH}_4)100 = \frac{22,4}{12} B \cdot C^p \cdot C^r. \quad (152)$$

В левой части уравнения указан объем углеродсодержащих газов, в правой части уравнения — количество углерода, перешедшее в газ из топлива, с переводом весового количества углерода в нм^3 углеродсодержащих газов.

При этом принимается, что в образующиеся углеродсодержащие газообразные молекулы входит только по одному атому углерода и, следовательно, 1 кг-атом (12 кг) углерода перейдет в газообразные продукты, объем которых при нормальных условиях равен 22,4 нм^3 .

Отсюда

$$C^r = \frac{V^r(\text{CO} + \text{CO}_2 + \text{CH}_4) \cdot 100 \cdot 12}{22,4 \cdot B \cdot C^p}; \quad (153)$$

2) определения процента углерода топлива, теряемого с уносом и плаками, $C^{\text{потерь}}$;

3) определения (по разности) процента углерода топлива, перешедшего в газы воздушного дутья, $C^{\text{возд. г.}}$;

$$C^{\text{возд. г.}} = 100\% - (C^r + C^{\text{потерь}}), \quad (154)$$

4) подсчета объема газов воздушного дутья

$$V^{\text{возд. г.}} = \frac{B \cdot C^p \cdot C^{\text{возд. г.}} 22,4}{(\text{CO}'_2 + \text{CO}') \cdot 12 \cdot 100}, \quad (155)$$

где CO'_2 и CO' — содержание двуокиси и окиси углерода в газах воздушного дутья, %.

Установив объем газов воздушного дутья, можно подсчитать их потенциальное и физическое тепло по формулам (148) и (149).

Подсчет потерь тепла вследствие уноса топлива и провала производят на основе определения его количества и теплотворной способности.

В тех случаях, когда потери тепла с уносом невелики, их определяют вместе с потерями тепла в окружающую среду как остаточный член теплового баланса, по разности между приходной частью баланса и суммой установленных в процессе испытания расходных статей баланса.

Точность составления теплового баланса

При составлении тепловых балансов необходимо считаться с точностью определения исходных данных. Естественно, что результаты подсчета соответствующих статей теплового баланса не могут превышать точности определения исходных величин.

В соответствии с этим погоня за чрезмерной точностью при подсчете коэффициента полезного действия газификации и составлении тепловых балансов газогенераторов часто является необоснованной, и существенное значение приобретает простая методика подсчета основных статей теплового баланса, позволяющая с минимальной затратой времени и средств на проведение тепловых испытаний газогенераторов и обработку материалов испытаний подсчитать, хотя бы приближенно, величину потерь тепла по основным статьям теплового баланса и наметить пути использования отбросного тепла и экономии топлива.

СОСТАВЛЕНИЕ ТЕПЛООВОГО БАЛАНСА ГЕНЕРАТОРА ВОДЯНОГО ГАЗА

В качестве примера рассмотрим составление теплового баланса газогенератора водяного газа производительностью 1000 нм^3 газа в час при газификации антрацита.

Данные для составления теплового баланса

При испытании газогенератора водяного газа получены следующие данные:

производительность газогенератора $V^r = 1000 \text{ нм}^3$ водяного газа в час;
состав технического водяного газа: $\text{H}_2 - 50\%$; $\text{CO} - 40\%$; $\text{CO}_2 - 5\%$;

$\text{N}_2 - 5\%$.

температура водяного газа $t^r = 700^\circ$;

расход антрацита $B = 600 \text{ кг/час}$;

состав антрацита: $C^p - 88\%$; $\text{H}^p - 1\%$; $\text{O}^p - 2\%$; $S_{\text{о+к}}^p - 1\%$; $\text{N}^p - 1\%$;

$A^p - 4\%$; $W^p - 3\%$;

расход пара $D = 700 \text{ кг/час}$;

температура вдуваемого в генератор пара 300° ;

температура воздуха 20° ;

состав газов воздушного дутья: $\text{CO} - 11,6\%$; $\text{CO}_2 - 14\%$; $\text{N}_2 = 74,4\%$;

температура газов воздушного дутья $t^{\text{возд. г}} = 900^\circ$;

содержание углерода в золе 20% .

Составление элементарного баланса углерода и подсчет объема газа воздушного дутья

1. В час в генератор поступает углерода

$$C = B \cdot C^p = 600 \cdot 0,88 = 528 \text{ кг.}$$

2. Процент углерода, перешедший в водяной газ [подсчет по формуле (153)],

$$C^r = \frac{V^r \cdot (\text{CO} + \text{CO}_2 + \text{CH}_4) 12 \cdot 100}{B \cdot C^p \cdot 22,4} = \frac{1000 (40 + 5) 12 \cdot 100}{600 \cdot 88 \cdot 22,4} = 45,7\%.$$

3. Процент углерода, теряемый со шлаками, $C^{\text{шл}}$

$$\frac{C^{\text{шл}}}{A^p} = \frac{20}{80}, \text{ отсюда } C^{\text{шл}} = \frac{4 \cdot 20}{80} = 1\%.$$

Процент углерода, теряемый с уносом $C^{\text{ун}} \sim 1\%$.

Следовательно, суммарные потери углерода $C^{\text{потерь}} = 2\%$.

4. Отсюда процент углерода, перешедший в газы воздушного дутья,

$$C^{\text{возд. дутья}} = 100\% - (C^r + C^{\text{потерь}}) = 100 - (45,7 + 2) = 52,3\%.$$

5. Объем газов воздушного дутья [по формуле (155)]

$$V^{\text{возд. г}} = \frac{B \cdot C^p \cdot C^{\text{возд. г}} 22,4}{(\text{CO}_2' + \text{CO}') 12 \cdot 100} = \frac{600 \cdot 88 \cdot 52,3 \cdot 22,4}{(14 + 11,6) 12 \cdot 100} = 2010 \text{ нм}^3.$$

Составление элементарного баланса азота и определение объема воздуха, вдуваемого в генератор

1. Содержание азота в водяном газе

$$\text{N}_2 = \frac{V^r \cdot \text{N}_2}{100} = \frac{100 \cdot 5}{100} = 50 \text{ нм}^3.$$

2. Содержание азота в газах воздушного дутья

$$\frac{V_{\text{возд. г.}} \cdot N'_2}{100} = \frac{2010 \cdot 74,4}{100} = 1500 \text{ нм}^3.$$

3. Отсюда объем вдуваемого воздуха равен

$$V_{\text{возд}} = \frac{(1500 + 50) 100}{79} = 1960 \text{ нм}^3.$$

При составлении элементарного баланса азота содержанием азота в антраците можно пренебречь. Так, при содержании 1% азота в антраците с топливом поступает в час 6 кг азота, т. е. в газ переходит около 5 нм³ азота

$$N_2 = \frac{6 \cdot 22,4}{28} = 5 \text{ нм}^3.$$

Подсчет объема водяного пара, отводимого из генератора, по балансу водорода

$$\begin{aligned} V_{H_2O} &= \left[D + \left(\frac{W^p}{100} + \frac{9 \cdot H^p}{100} \right) B \right] \frac{22,4}{18} - \frac{H_2}{100} V^r = \\ &= \left[700 + \left(\frac{3}{100} + \frac{9 \cdot 1}{100} \right) 600 \right] \frac{22,4}{18} - \frac{50}{100} 1000 = 460 \text{ нм}^3. \end{aligned}$$

Принимаем, что водяной пар, образующийся за счет испарения влаги, содержащейся в топливе, и в результате сгорания водорода топлива, переходит в газы воздушного дутья.

Тогда в газы воздушного дутья переходит:

$$\left(\frac{3}{100} + \frac{9}{100} \right) 600 \frac{22,4}{18} \approx 90 \text{ нм}^3.$$

а в водяной газ

$$460 - 90 = 370 \text{ нм}^3 \text{ пара.}$$

Проверка составленных элементарных балансов по балансу кислорода

Приход кислорода (в нм³):

содержание кислорода в воздухе

$$O_2 = 1960 \cdot 0,21 = 412 \text{ нм}^3;$$

содержание кислорода в водяном паре

$$O_2 = \frac{700 \cdot 22,4}{18 \cdot 2} = 436 \text{ нм}^3;$$

содержание кислорода в топливе

$$\frac{\left(O^p + \frac{8}{9} W^p \right) \frac{B}{100} \cdot \frac{22,4}{32}}{\sum O_2} = \frac{\left(2 + \frac{8}{9} 3 \right) \frac{600}{100} \cdot \frac{22,4}{32}}{868 \text{ нм}^3} = 20 \text{ нм}^3.$$

Расход кислорода (в нм^3):

содержание кислорода в водяном газе

$$\text{O}_2 = (0,5\text{CO} + \text{CO}_2) \frac{V^r}{100} = (0,5 \cdot 40 + 5) \frac{1000}{100} = 250 \text{ нм}^3,$$

содержание кислорода в газах воздушного дутья

$$\text{O}_2 = (0,5 \cdot \text{CO} + \text{CO}_2) \frac{V^{\text{возд. r}}}{100} = (0,5 \cdot 11,6 + 14) \frac{2010}{100} = 398 \text{ нм}^3,$$

содержание кислорода в паре

$$\text{O}_2 = 0,5 \cdot V^{\text{H}_2\text{O}} = 0,5 \cdot 460 = 230 \text{ нм}^3.$$
$$\underline{\Sigma = 878 \text{ нм}^3}.$$

Невязка баланса

$$878 - 868 = 10 \text{ нм}^3.$$

Процент невязки

$$\frac{10 \cdot 100}{868} \approx 1\%.$$

Составление теплового баланса газогенератора

Приходная часть

1. Потенциальное тепло антрацита

$$Q_1 = Q_{\text{H}}^p \cdot B = [81 \cdot C + 300H - 26(O - S) - 6(W + 9H)] 600 =$$
$$= [81 \cdot 88 + 300 \cdot 1 - 26(2 - 1) - 6(3 + 9 \cdot 1)] 600 = 4\,398\,000 \text{ ккал.}$$

2. Физическое тепло вдуваемого в генератор пара

$$Q_{\text{II}} = D \cdot C^w \cdot t^w = 700 \cdot 0,46 \cdot 300 = 96\,000 \text{ ккал.}$$

3. Физическое тепло вдуваемого воздуха

$$Q_{\text{III}} = V^{\text{возд.}} \cdot C^{\text{возд.}} \cdot t^{\text{возд.}} = 1960 \cdot 0,312 \cdot 20 = 12\,000 \text{ ккал.}$$
$$\underline{\Sigma Q_{\text{приход}} 4\,506\,000 \text{ ккал.}}$$

Расходная часть

1. Потенциальное тепло водяного газа

$$Q_1 = Q_{\text{H}}^r \cdot V^r = (25,8\text{H}_2 + 30,2 \cdot \text{CO}) V^r = (25,8 \cdot 50 + 30,2 \cdot 40) 1000 =$$
$$= 2\,498\,000 \text{ ккал.}$$

2. Физическое тепло сухого водяного газа

$$Q_2 = V^r \cdot C^{\text{газ.}} \cdot t^r = (V^{\text{H}_2} \cdot C^{\text{H}_2} + V^{\text{CO}} \cdot C^{\text{CO}} + V^{\text{N}_2} \cdot C^{\text{N}_2} + V^{\text{CO}_2} \cdot C^{\text{CO}_2}) =$$
$$= (500 \cdot 0,313 + 400 \cdot 0,328 + 50 \cdot 0,323 + 50 \cdot 0,499) 700 = 230\,000 \text{ ккал}^1.$$

3. Физическое тепло водяного пара, содержащегося в водяном газе.

$$Q_3 = V^{\text{пара}} \cdot C^{\text{пара}} \cdot t^{\text{пара}} = 370 \cdot 0,392 \cdot 700 = 101\,000 \text{ ккал.}$$

¹ Значения объемных теплоемкостей (от 0 до t°) приведены в табл. 205, гл. XXVIII.

4. Потенциальное тепло газов воздушного дутья

$$Q_4 = V^{\text{возд. г}} \cdot Q^{\text{возд. г}} = 30,2 \cdot 11,6 \cdot 2010 = 704\,000 \text{ ккал.}$$

5. Физическое тепло сухих газов воздушного дутья

$$Q_5 = V^{\text{возд. г}} \cdot C^{\text{возд. г}} \cdot t^{\text{возд. г}} = 2010 (0,116 \cdot 0,334 + 0,14 \cdot 0,518 + \\ + 0,744 \cdot 0,330) 900 = 642\,000 \text{ ккал.}$$

6. Физическое тепло водяного пара, содержащегося в газах воздушного дутья,

$$Q_6 = V^{\text{пара}} \cdot C^{\text{пара}} \cdot t^{\text{пара}} = 90 \cdot 0,405 \cdot 900 = 33\,000 \text{ ккал.}$$

7. Потери тепла с уносом и провалом топлива

$$Q_7 = B^{\text{уноса}} \cdot Q^{\text{уноса}} = 0,02 \cdot 600 \cdot 8100 = 97\,000 \text{ ккал.}$$

8. Потери тепла в окружающую среду

$$Q_8 = \Sigma Q^{\text{приход}} - \Sigma Q_{1-7} = 4\,506\,000 - 4\,305\,000 = 201\,000 \text{ ккал.}$$

Ниже приведена сводка статей теплового баланса (в тыс. ккал и %). В предпоследней графе приведены проценты тепла по отношению к потенциальному теплу топлива, а в последней графе — по отношению к сумме прихода тепла.

Приход тепла

Q_I — потенциальное тепло антрацита	4398	q_I	100	97,6
Q_{II} — физическое тепло вдуваемого в генератор пара	96	q_{II}	2,2	2,1
Q_{III} — физическое тепло вдуваемого в генератор воздуха	12	q_{III}	0,3	0,3
4506 тыс. ккал			102,5%	100%

Расход тепла

Q_1 — потенциальное тепло водяного газа	2498	q_1	56,9	55,4
Q_2 — физическое тепло сухого водяного газа	230	q_2	5,2	5,1
Q_3 — физическое тепло водяного пара, содержащегося в водяном газе	101	q_3	2,3	2,2
Q_4 — потенциальное тепло газов воздушного дутья	704	q_4	16,0	15,7
Q_5 — физическое тепло сухих газов воздушного дутья	642	q_5	14,6	14,3
Q_6 — физическое тепло пара, содержащегося в газах воздушного дутья	33	q_6	0,7	0,7
Q_7 — потери тепла с уносом и провалом топлива	97	q_7	2,2	2,1
Q_8 — потери тепла в окружающую среду	201	q_8	4,6	4,5
4506 тыс. ккал			102,5%	100%

Коэффициент полезного действия газификации

$$\eta_{\text{газиф}} = \frac{Q_1 \cdot 100}{Q_I} = 56,9\%.$$

Коэффициент полезного действия газогенератора

$$\eta_{\text{г-ра}} = \frac{Q_1 \cdot 100}{\Sigma Q} = 55,4\%.$$

Методика подсчета

Для подсчета к. п. д. газификации по принятой методике необходимо, как было указано, определить количество газифицированного топлива и его теплотворную способность, а также количество и теплотворную способность выработанного газа.

Коэффициент полезного действия газификации может быть подсчитан по предлагаемой методике таким же образом, как подсчитываются потери тепла вследствие химической неполноты горения. В самом деле, к. п. д. газификации и потери тепла вследствие химической неполноты горения суть отношения потенциального тепла газообразных продуктов газификации или неполного горения к потенциальному теплу исходного твердого топлива. Поэтому методика, предложенная для подсчета потерь тепла вследствие химической неполноты горения, может быть применена также для подсчета к. п. д. газификации.

Коэффициент полезного действия газификации может быть подсчитан по формуле

$$\eta = \frac{Q_{\text{н}}^{\text{газ}} h \cdot C^{\text{т}}}{p}, \quad (156)$$

где

η — к. п. д. газификации;

$Q_{\text{н}}^{\text{газ}}$ — низшая теплотворная способность газа, *ккал/нм³*;

h — отношение объема сухого газа к теоретическому объему сухих продуктов полного горения;

$C^{\text{т}}$ — процент углерода топлива, перешедший в газ;

p — теплотворная способность топлива, отнесенная к 1 нм³ сухих продуктов горения, *ккал/нм³*.

Величина h определяется по формуле

$$h = \frac{RO_{2\text{ макс}}}{CO + RO_2 + CH_4 + 2C_2H_4 + H_2S}.$$

Значение p и $RO_{2\text{ макс}}$ для твердых топлив СССР приведено в табл. 178 (гл. XXVIII).

Величины, приведенные в знаменателе, получают в результате анализа газа.

Значение $C^{\text{т}}$ определяется с учетом потерь углерода в шлаках, уносе и образования смолы. Наиболее близко к 100% значение $C^{\text{т}}$ при газификации антрацита, кокса, полукокса, древесного угля и других тощих топлив, а также при обращенной газификации битуминозных топлив. В этих случаях значения $C^{\text{т}}$ могут быть даны в виде вспомогательной таблицы и требуют лишь периодической проверки. Для этих случаев подсчет к. п. д. газификации по предложенной методике осуществляется особенно просто по составу горючего газа.

Результаты подсчетов

В целях проверки точности и удобства применения предлагаемой методики сделаны подсчеты коэффициентов полезного действия по общепринятой и по предлагаемой здесь методике. В качестве материалов для расчетов были использованы средние показатели газификации основных видов топлива на смешанный генераторный газ в полумеханизированных газогенераторах, принятые как контрольно-типовые параметры первым совещанием работников газогенераторных станций в 1940 г. и приведенные

в книге д-ра технич. наук Н. В. Шишакова «Основы производства горючих газов» [49] и в резолюции первого совещания по эксплуатации газогенераторных станций, опубликованной в третьем сборнике «Вопросы газификации» [50].

Антрацит

Состав сухого газа, полученного при газификации антрацита, следующий (в %):

CO ₂	5,5	CO	27,5
H ₂ S	0,17	H ₂	13,5
C _n H _m	0,0	CH ₄	0,5
O ₂	0,2	N ₂	52,63
		100,00	

$$Q_{\text{н}}^{\text{газ}} = 1230 \text{ ккал/нм}^3.$$

В газ переходит 94% углерода топлива
 Значение p для антрацита равно 915 ккал/нм³. RO_{2макс} для антрацита 20,2 % (см. табл. 126, стр. 242).

$$h = \frac{\text{CO}_{2 \text{ макс}}}{\text{CO} + \text{CO}_2 + \text{CH}_4 + 2\text{C}_2\text{H}_4 + \text{H}_2\text{S}} = \frac{20,2}{27,5 + 5,5 + 0,5 + 0,17} = 0,598.$$

$$\eta = \frac{Q_{\text{н}}^{\text{газ}} \cdot h \cdot C^r}{p} = \frac{1230 \cdot 0,598 \cdot 94}{915} = 75,5\%.$$

Подсчет к. п. д. по принятой методике

$$\eta = \frac{Q_{\text{н}}^{\text{газ}} \cdot V \cdot 100}{Q_{\text{н}}^{\text{тв. т}}} = \frac{1230 \cdot 4,4 \cdot 100}{6695} = 75,5\%.$$

Газовый уголь

Состав сухого газа, полученного при газификации газового угля, следующий (в %):

CO ₂	5,0	CO	26,5
H ₂ S	0,3	H ₂	13,5
C _n H _m	0,3	CH ₄	2,3
O ₂	0,2	N ₂	51,9
		100,00	

$$Q_{\text{н}}^{\text{газ}} = 1390 \text{ ккал/нм}^3.$$

В газ переходит 89% углерода топлива. Значение p для газового угля 930 ккал/нм³. RO_{2макс} для газового угля 18,7 % (табл. 123, гл. XV).

$$h = \frac{18,7}{26,5 + 5 + 2,3 + 2 \cdot 0,3 + 0,3} = 0,536.$$

$$\eta = \frac{Q_{\text{н}}^{\text{газ}} \cdot h \cdot C^r}{p} = \frac{1390 \cdot 0,536 \cdot 89}{930} = 71,5\%.$$

Коэффициент полезного действия по принятой методике

$$\eta = \frac{Q_{\text{н}}^{\text{газ}} \cdot V \cdot 100}{Q_{\text{н}}^{\text{тв. т}}} = \frac{1390 \cdot 3,3 \cdot 100}{6440} = 71,5\%.$$

Бурый уголь

Состав сухого газа, полученного при газификации челябинского бурого угля, следующий (в %):

CO ₂	5,0	CO	30,0
H ₂ S	0,2	H ₂	13,0
C _n H _m	0,2	CH ₄	2,0
O ₂	0,2	N ₂	50,4
		101 [° — М.Р.]	

$$Q_{\text{H}}^{\text{газ}} = 1460 \text{ ккал/нм}^3.$$

В газ переходит 87% углерода топлива.

Значение p для челябинского бурого угля равно 920 ккал/нм³ (табл. 113, гл. XIV); RO_{2макс} для челябинского бурого угля 19,3%.

$$h = \frac{19,3}{30 + 5 + 2 + 2 \cdot 0,2 + 0,2} = 0,515.$$

$$\eta = \frac{Q_{\text{H}}^{\text{газ}} \cdot h \cdot C^r}{p} = \frac{1460 \cdot 0,515 \cdot 87}{920} = 71\%.$$

Коэффициент полезного действия, подсчитанный по принятой методике

$$\eta = \frac{Q_{\text{H}}^{\text{газ}} \cdot V \cdot 100}{Q_{\text{H}}^{\text{тв. т}}} = \frac{1460 \cdot 2 \cdot 100}{4120} = 71\%.$$

Древесина (щепа)

Состав сухого газа, полученного при газификации древесины, следующий (в %):

CO ₂	6,5	CO	29,0
H ₂ S	0,0	H ₂	14,0
C _n H _m	0,4	CH ₄	3,0
O ₂	0,2	N ₂	46,9
		100,00	

$$Q_{\text{H}}^{\text{газ}} = 1560 \text{ ккал/нм}^3.$$

В газ переходит 78% углерода топлива.

Значение p для древесины при содержании влаги около 30% равно 895 ккал/нм³; CO_{2макс} древесины 20,5%.

$$h = \frac{20,5}{29 + 6,5 + 3 + 2 \cdot 0,4} = 0,523.$$

$$\eta = \frac{1560 \cdot 0,523 \cdot 78}{895} = 71\%.$$

Коэффициент полезного действия газификации по принятой методике

$$\eta = \frac{Q_{\text{H}}^{\text{газ}} \cdot V \cdot 100}{Q_{\text{H}}^{\text{тв. т}}} = \frac{1560 \cdot 1,30 \cdot 100}{2900} = 70\%.$$

Торф кусковой

Состав сухого газа, полученного при газификации кускового торфа, следующий (в %):

CO ₂	8,0	CO	28,0
H ₂ S	0,06	H ₂	15,0
C _n H _m	0,4	CH ₄	3,0
O ₂	0,2	N ₂	45,34
		100,00	

$$Q_{\text{н}}^{\text{газ}} = 1560 \text{ ккал/нм}^3.$$

В газ переходит 86% углерода топлива.

$$W^p = 33\%.$$

Значение p для торфа при $W^p \sim 30\%$ равно 885 ккал/нм³. CO_{2 макс} для торфа 19,5%.

$$h = \frac{19,5}{28 + 8 + 3 + 2 \cdot 0,4 + 0,06} = 0,49.$$

$$\eta_i = \frac{Q_{\text{н}}^{\text{газ}} \cdot h \cdot C^r}{p} = \frac{1560 \cdot 0,49 \cdot 86}{885} = 74\%.$$

Коэффициент полезного действия газификации по принятой методике

$$\eta = \frac{Q_{\text{н}}^{\text{газ}} \cdot V \cdot 100}{Q_{\text{н}}^{\text{тв. т}}} = \frac{1560 \cdot 1,38 \cdot 100}{3050} = 70,5\%.$$

Вследствие значительного расхождения проверяем выход газа из 1 кг топлива по балансу углерода

$$V = \frac{C^p \cdot C^r \cdot 22,4}{12 (CO_2 + CO + CH_4 + 2C_nH_m) \cdot 100} = \frac{36 \cdot 86 \cdot 22,4}{12 \cdot 39,8 \cdot 100} = 1,45 \text{ нм}^3/\text{кг}.$$

Следовательно, выход сухого газа равен 1,45 нм³/кг, а не 1,38 нм³/кг, как это указано в цитируемом материале.

Подсчитываем к. п. д. газификации с учетом внесенной поправки:

$$\eta = \frac{1560 \cdot 1,45 \cdot 100}{3050} = 74\%.$$

Результат точно совпадает с подсчетом по предлагаемой методике.

Таким образом, предлагаемая методика может быть применена для быстрой проверки подсчетов к. п. д. газификации.

ПОВЕРОЧНЫЙ РАСЧЕТ ТЕПЛОВОГО БАЛАНСА ГАЗОГЕНЕРАТОРА

Для приведенного выше примерного подсчета (стр. 296)

$$h = \frac{CO_{2 \text{ макс}}}{CO_2 + CO} = \frac{20,2}{5 + 40} = 0,45,$$

$$\eta_{\text{газиф}} = \frac{Q_{\text{н}}^p \cdot h \cdot C^r}{p} = \frac{2498 \cdot 0,45 \cdot 45,7}{915} = 56,2\%.$$

Потенциальное тепло газов воздушного дутья также может быть подсчитано по формуле (156).

Для приведенного расчета

$$Q^{\text{возд. г}} = 350 \text{ ккал/нм}^3,$$

$$h = \frac{20,2}{14 + 11,6} = 0,79,$$

$$C^{\text{возд. г}} = 52,3\%,$$

$$p = 915 \text{ ккал/нм}^3.$$

Следовательно,

$$q_4 = \frac{Q^{\text{возд. г}} \cdot h \cdot C^{\text{возд. г}}}{p} = \frac{350 \cdot 0,79 \cdot 52,3}{915} = 15,8\%.$$

Физическое тепло водяного газа и газов воздушного дутья можно подсчитать по методу, предложенному для подсчета физического тепла продуктов горения при $h < 1$, по формуле

$$q = \frac{t}{t_{\text{макс}}} \cdot C^{\text{г}} \cdot h \cdot K, \quad (157)$$

где

t — температура газа;

$t_{\text{макс}}$ — жаропроизводительность газифицируемого топлива;

$C^{\text{г}}$ — процент углерода топлива, перешедший в газ;

h — отношение объема сухого газа к объему сухих продуктов горения, получаемому при сжигании газифицируемого топлива в стехиометрическом количестве воздуха;

K — отношение теплоемкости генераторного газа в интервале температур от 0 до t к теплоемкости продуктов горения топлива в интервале температур от 0 до $t_{\text{макс}}$.

Следует отметить, что объемная теплоемкость сухих генераторных газов, состоящих в основном из двухатомных газов, близка к теплоемкости воздуха. В соответствии с этим можно пользоваться значениями величины K , приведенными для воздуха в табл. 199 (стр. 385).

Для разбираемого расчета физическое тепло водяного газа

$$q_2 = \frac{700}{2200} 45,7 \cdot 0,45 \cdot 0,83 = 5,4\%.$$

Физическое тепло газов горячего дутья

$$q_5 = \frac{900}{2200} 52,3 \cdot 0,79 \cdot 0,85 = 14,4\%.$$

Физическое тепло пара, содержащегося в газе, в процентах к потенциальному теплу газифицируемого топлива может быть подсчитано по формуле

$$q = \frac{t}{t_{\text{макс}}} C^{\text{г}} \cdot h \cdot K \cdot W \cdot E, \quad (158)$$

где

W — содержание пара в $\text{нм}^3/\text{нм}^3$ сухого газа;

E — отношение объемной теплоемкости водяного пара к объемной теплоемкости сухого газа.

Значения величины E , в зависимости от температуры газа t , равны:

t°	E	t°	E
100	1,15	600	1,19
200	1,16	700	1,20
300	1,17	800	1,20
400	1,18	900	1,20
500	1,18	1000	1,21

Округленно значение E может быть принято равным 1,2.

В разбираемом подсчете физическое тепло пара, покидающего газогенератор с водяным газом:

$$q_3 = \frac{700}{2200} 45,7 \cdot 0,45 \cdot 0,83 \cdot 0,37 \cdot 1,2 = 2,4\%,$$

где 0,37 — объем пара нм^3 на 1 нм^3 сухого газа.

Физическое тепло пара, содержащегося в газах воздушного дутья:

$$q_6 = \frac{900}{2200} 52,3 \cdot 0,79 \cdot 0,85 \cdot 0,045 \cdot 1,2 = 0,8\%,$$

где 0,045 — объем пара в нм^3 на 1 нм^3 сухого газа.

Определение содержания пара в газе может быть произведено по схеме, приведенной на рис. 16 [51].

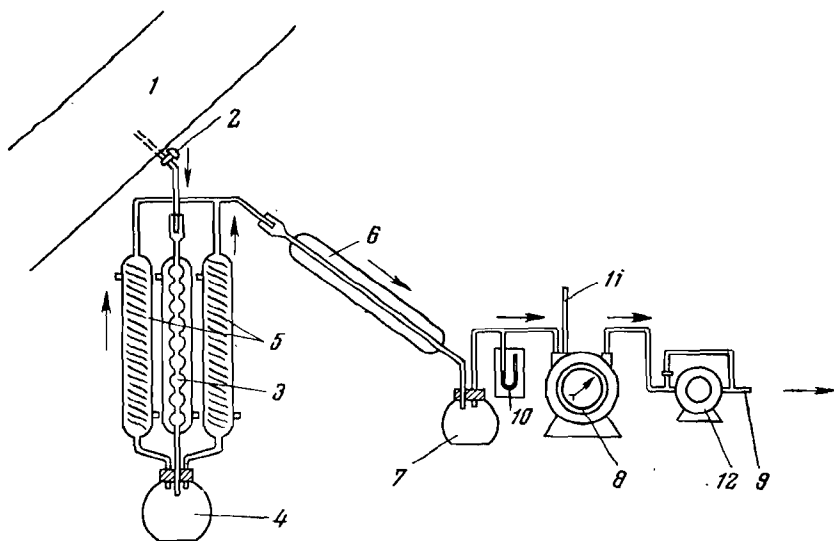


Рис. 16. Прибор для определения содержания влаги в газе

Газ отсасывается из газовой линии 1 через газоотборную трубку 2 и холодильник 3 в приемник 4. Из приемника 4 газ отводится через холодильник 5. Конденсат, образующийся в холодильниках 3 и 5, собирается в приемнике 4.

Далее газ проходит через холодильник 6 в приемник 7 и затем отводится из установки через газовые часы 8 в патрубок 9. Давление газа измеряется U-образным манометром 10, температура — термометром 11. Для прососа газа через установку используют в случае надобности эксгаустер 12.

В табл. 160 приведена сводка статей теплового баланса генератора водяного газа, проверенных по указанной методике.

Расхождения в результатах не выходят за рамки точности определения исходных величин в процессе проведения испытания газогенератора.

Тепловой баланс генератора водяного газа (в %)

Статья баланса	Результат определе- ния	Результат проверки	Отклоне- ние
q_1 — потенциальное тепло водяного газа	56,9	56,2	—0,7
q_2 — физическое тепло сухого водяного газа	5,2	5,4	+0,2
q_3 — физическое тепло пара, содержащегося в водя- ном газе	2,3	2,4	+0,1
q_4 — потенциальное тепло газов воздушного дутья .	16,0	15,8	—0,2
q_5 — физическое тепло сухих газов воздушного дутья	14,6	14,4	—0,2
q_6 — физическое тепло пара, содержащегося в газах воздушного дутья	0,7	0,8	+0,1

Физическое тепло влажного газа может быть подсчитано также по формуле

$$q = \frac{t}{t_{\text{макс}}} C^r \cdot h \cdot K + \frac{t}{t_{\text{макс}}} C^r \cdot h \cdot K \cdot W \cdot E = \frac{t}{t_{\text{макс}}} C^r \cdot h \cdot K (1 + WE). \quad (159)$$

В рассматриваемом подсчете физическое тепло влажного водяного газа

$$q_2 + q_3 = \frac{700}{2200} 45,7 \cdot 0,45 \cdot 0,83 (1 + 0,37 \cdot 1,2) = 7,8\%$$

и физическое тепло влажных газов воздушного дутья

$$q_5 + q_6 = \frac{900}{2200} 52,3 \cdot 0,79 \cdot 0,85 (1 + 0,045 \cdot 1,2) = 15,2\%.$$

СОСТАВЛЕНИЕ ТЕПЛОВОГО БАЛАНСА ГЕНЕРАТОРА
СМЕШАННОГО ГАЗА

При производстве смешанного генераторного газа из топлива с малым выходом летучих веществ — кокса, полукокса, антрацита и др. — в газ обычно переходит от 90 до 97% углерода [49, 51]. Остальные 3 — 10% углерода топлива теряются с уносом и шлаками.

В тех случаях, когда потери тепла с провалом и уносом невелики и могут быть приближенно оценены, можно составить тепловой баланс газогенератора, не прибегая к отбору средней пробы газифицируемого топлива, его анализу и определению теплотворной способности, а также к замеру количества израсходованного топлива и объема выработанного газа. В этих случаях для быстрого составления теплового баланса достаточно располагать данными о составе газа и его температуре.

Сопоставим составление теплового баланса генератора, производящего смешанный генераторный газ из антрацита, по принятой и по упрощенной методике. Данные для составления теплового баланса:

Состав газифицированного антрацита (%)	Состав газа (%)
C ^p 78,5	CO 27,5
H ^p 1,5	H ₂ 13,5
OP 1,5	CH ₄ 0,5
SP 1,5	H ₂ S 0,2
N ^p 1,0	O ₂ 0,2
W ^p 5,0	CO ₂ 5,5
A ^p 11,0	N ₂ 52,6
100,0	100,0

Выход сухого газа — $4,1 \text{ нм}^3/\text{кг}$ топлива.

Расход воздуха — $2,8 \text{ нм}^3/\text{кг}$ топлива.

Расход пара — $0,5 \text{ кг}$ топлива.

Температура паровоздушной смеси 55° .

Температура газа 450° .

Потери тепла с уносом и провалом — 7% .

Содержание в газе пара — 6% по отношению к сухому газу.

Подсчет по принятой методике

1. Определяем низшую теплотворную способность газифицируемого антрацита

$$Q_{\text{н}} = 81 \cdot 78,5 + 300 \cdot 1,5 - 26(1,5 - 1,5) - 6(5 + 9 \cdot 1,5) = 6697 \text{ ккал/кг.}$$

2. Определяем низшую теплотворную способность газа

$$Q_{\text{г}} = 30,2 \cdot \text{CO} + 25,8 \cdot \text{H}_2 + 85,5 \cdot \text{CH}_4 + 56,6 \cdot \text{H}_2\text{S} = 30,2 \cdot 27,5 + \\ + 25,8 \cdot 13,5 + 85,5 \cdot 0,5 + 56,6 \cdot 0,2 = 1230 \text{ ккал/нм}^3.$$

Приход тепла

1. Потенциальное тепло антрацита

$$Q_{\text{I}} = 6697 \text{ ккал}; q_1 = 100\%.$$

2. Физическое тепло воздуха

$$Q_{\text{II}} = V \cdot C \cdot t = 2,8 \cdot 0,31 \cdot 60 = 52 \text{ ккал}; q_2 = 0,7.$$

3. Физическое тепло пара

$$Q_{\text{III}} = D \cdot C \cdot t = 0,5 \cdot 0,44 \cdot 60 = 13 \text{ ккал}; q_3 = 0,2 \\ \frac{6762 \text{ ккал}; 100,9\%}{0}.$$

Расход тепла

1. Потенциальное тепло газа

$$Q_1 = V^r \cdot Q_{\text{г}} = 4,1 \cdot 1230 = 5043 \text{ ккал}; q_1 = 75,3.$$

2. Физическое тепло сухого газа

$$Q_2 = V^r \cdot C^{\text{газа}} \cdot t^r = 4,1 \cdot 0,325 \cdot 450 = 600 \text{ ккал}; q_2 = 8,8.$$

3. Физическое тепло избыточного пара

$$Q_3 = V^r \cdot C^{\text{п}} \cdot t^{\text{п}} = 0,06 \cdot 4,1 \cdot 0,377 \cdot 450 = 42 \text{ ккал}; q_3 = 0,6.$$

4. Потеря тепла с провалом и уносом $q_4 = 7,0$.

5. Потеря тепла в окружающую среду (по разности) $\frac{q_5 = 9,5}{100,9\%}$.

Подсчет по упрощенной методике

Подсчет по упрощенной методике не требует замера количества газифицируемого топлива и выработанного газа, а также отбора средней пробы и анализа топлива и сводится к следующему:

1) определяем соотношение объема сухого газа и теоретического объема сухих продуктов горения антрацита:

$$h = \frac{RO_2 \text{ макс}}{CO_2 + CO + CH_4 + H_2S} = \frac{20,2}{5,5 + 27,5 + 0,5 + 0,2} = 0,6;$$

2) подсчитываем коэффициент полезного действия газификации и первую статью расходной части теплового баланса газогенератора:

$$\eta = q_1 = \frac{Q_n^r \cdot h \cdot C^r}{p} = \frac{1230 \cdot 0,6 \cdot 93}{915} = 75,0\%;$$

3) подсчитываем физическое тепло сухого газа в процентах к потенциальному теплу газифицируемого топлива:

$$q_2 = \frac{t}{t_{\text{макс}}} \cdot C^r \cdot h \cdot K = \frac{450}{2200} 93 \cdot 0,6 \cdot 0,8 = 9,1\%;$$

4) подсчитываем физическое тепло пара в процентах к потенциальному теплу газифицируемого топлива:

$$q_3 = \frac{t}{t_{\text{макс}}} C^r \cdot h \cdot K \cdot W \cdot E = \frac{450}{2200} 93 \cdot 0,6 \cdot 0,8 \cdot 0,06 \cdot 1,18 = 0,6\%.$$

В табл. 161 приведена сводка статей теплового баланса газогенератора, подсчитанных по обычной и по упрощенной методике.

Т а б л и ц а 161

Тепловой баланс генератора смешанного газа (в %)о

Статьи баланса	Результаты подсчета	
	обычная методика	упрощенная методика
q_1 — потенциальное тепло смешанного генераторного газа	75,3	75,0
q_2 — физическое тепло сухого газа	8,8	9,1
q_3 — физическое тепло пара	0,6	0,6
q_4 — потери тепла с провалом и уносом	7,0	7,0*
q_5 — потери тепла в окружающую среду (по разности)	8,3	8,3 **

* Заданная величина.

** Принимая за 100%о потенциальное тепло топлива.

Т а б л и ц а 162

Коэффициент полезного действия газификации

Дата испытания	Значение η (%) по методике		Дата испытания	Значение η (%) по методике	
	принятой при испытании	упрощенной		принятой при испытании	упрощенной
20.X 1953	62,1	62,0	10.V 1956	78,5	78,2
11.XII 1953	58,0	58,3	17.V 1956	72,3	72,0
30.VI 1954	69,3	70,3	27.VI 1956	72,6	72,7
28.X 1954	69,6	70,2	30.VI 1956	69,3	70,3
18.II 1956	65,6	65,3	25.XI 1956	68,0	67,5
28.III 1956	77,3	77,4			

Физическое тепло сухого генераторного газа

Дата испытания	Значение q (%) по методике		Дата испытания	Значение q (%) по методике	
	принятой при испытании	упрощенной		принятой при испытании	упрощенной
20.X 1953	10,7	10,8	10.V 1956	11,0	11,4
11.XII 1953	12,6	12,6	17.V 1956	11,0	11,2
30.VI 1954	11,1	11,7	27.VI 1956	8,3	8,8
28.X 1954	10,8	10,6	30.VI 1956	11,1	11,7
18.II 1956	14,6	14,5	25.XI 1956	12,8	12,7
28.III 1956	9,0	9,3			

Т а б л и ц а 164

Данные испытания газогенератора на коксике и результаты подсчета коэффициента полезного действия газификации

Результаты анализов и подсчетов	Номера испытаний				
	1	2	3	4	5
Состав газа, %:					
CO ₂	8,0	8,9	7,9	8,6	7,9
CO	24,7	24,8	25,0	25,1	25,5
H ₂	10,8	14,7	11,4	12,9	11,5
CH ₄	0,4	0,4	0,3	0,4	0,2
Низшая теплотворная способность газа $Q^г$, ккал/нм ³	1058	1158	1081	1128	1100
Состав коксика, %:					
W ^p	9,61	9,61	9,61	15,5	15,5
A ^p	11,95	11,95	11,95	12,33	12,33
C ^p	75,2	75,2	75,2	69,5	69,5
H ^p	0,81	0,81	0,81	0,4	0,4
S ^p	0,53	0,53	0,53	0,36	0,36
Низшая теплотворная способность коксика $Q^к$, ккал/кг	6105	6105	6105	5632	5632
Выход сухого газа из 1 кг коксика, нм ³	4,1	3,94	4,06	3,67	3,73
Потенциальное тепло сухого газа, полученного из 1 кг коксика, ккал	4350	4550	4420	4130	4100
Коэффициент полезного действия газификации по принятой при испытании методике $\eta = \frac{Q^г \cdot V^г \cdot 100}{Q^т \cdot B}$, %	71,1	74,5	72,3	73,5	73,0
$h = \frac{CO_{2max}}{CO_2 + CO + CH_4}$	0,63	0,61	0,62	0,61	0,62
Коэффициент полезного действия по упрощенной методике $\eta = \frac{Q^{газ} \cdot h \cdot C^г}{p}$	71,0	73,5	71,5	73,5	73,0

Результаты показывают хорошее совпадение подсчетов потенциального тепла газа q_1 , а также физического тепла газа q_2 и пара q_3 . Возможность применения упрощенной методики определяется степенью погрешности заданной величины q_4 , т. е. потерь тепла с уносом и шлаками.

В тех случаях, когда значение этой статьи теплового баланса невелико и может быть задано или приближенно определено путем замеров, не претендующих на большую точность, составление тепловых балансов газогенераторов может быть произведено по простой методике, не прибегая к проведению сложных и дорогостоящих испытаний.

В некоторых случаях потери тепла газогенератора в окружающую среду q_5 могут быть установлены в зависимости от типа и производительности установки, подобно тому, как это принято при испытаниях паровых котлов (см. рис. 15, стр. 266); тогда потери тепла со шлаком и уносом q_4 могут быть определены как остаточный член теплового баланса:

$$q_4 = 100\% - (q_1 + q_2 + q_3 + q_5).$$

РЕЗУЛЬТАТЫ ПОДСЧЕТОВ КОЭФФИЦИЕНТА ПОЛЕЗНОГО ДЕЙСТВИЯ ГАЗИФИКАЦИИ

Кандидат технических наук М. А. Поляцкий и М. М. Барштейн обработали результаты испытания газогенератора смешанного газа, работающего на антраците, по принятой и по упрощенной методике. Полученные ими результаты по определению коэффициента полезного действия газификации и физического тепла генераторного газа приведены в табл. 162 и 163.

В табл. 164 приведены данные М. А. Полячкина и М. М. Барштейн по испытанию газогенератора смешанного генераторного газа при газификации коксика и результаты подсчета коэффициента полезного действия по принятой при испытании и по упрощенной методике.

При подсчете по упрощенной методике потери углерода с провалом и уносом были приняты равными 4%, и соответственно этому процент углерода топлива, перешедший в газ, равен 96%.

Значение $RO_{2\text{макс}}$ для кокса $\sim 20,7\%$. Значение величины r для кокса около 900 ккал/нм^3 . Среднее расхождение в результатах определения коэффициента полезного действия газификации коксика по принятой при испытании и по упрощенной методике по пяти опытам около 0,5%, максимальное расхождение 1%.

ПОДСЧЕТ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ОТБРОСНОГО ТЕПЛА ГАЗОГЕНЕРАТОРНЫХ УСТАНОВОК

Из рассмотрения тепловых балансов газогенераторов видно, что у генераторов водяного газа значительно более низкий коэффициент полезного действия по сравнению с генераторами, производящими смешанный генераторный газ, вследствие того, что в процессе производства водяного газа на каждый кубометр вырабатываемого газа образуется около двух кубометров низкокалорийных газов воздушного дутья, обладающих значительным запасом потенциального и физического тепла. За счет использования тепла газов воздушного дутья можно произвести значительное количество пара, превосходящее в некоторых случаях потребность в паре генераторной установки. Физическое тепло водяного газа и смешанного с ним пара может быть также использовано для производства пара или перегрева вдуваемого в генератор пара. Применение сухого перегретого пара, в меньшей степени охлаждающего слой газифицируемого топлива, позволяет повысить эффективность производства водяного газа.

В процессе производства смешанного генераторного газа существенное значение имеет также использование физического тепла газа для производства пара и нагрева дутья.

Ниже приводятся примеры подсчета по упрощенной методике повышения эффективности использования газифицируемого топлива при утилизации отбросного тепла.

Использование потенциального и физического тепла газов воздушного дутья

Газы воздушного дутья, отводимые от генератора водяного газа, намечено дожигать и использовать в котле-утилизаторе для производства пара.

Подсчитать:

1) какой процент потенциального тепла газифицируемого топлива будет использован для производства пара и

2) сколько пара давлением 5 *ата*, перегретого до 300°, будет выработано в час, если:

производительность газогенератора 1000 *нм*³ водяного газа в час;

газифицируемое топливо — антрацит;

состав водяного газа: H₂ 50%, CO 40%; CO₂ 5%; N₂ 5%;

состав газов воздушного дутья: CO 11,6%, CO₂ 14,0%;, N₂ 74,4%;

температура газов воздушного дутья 900°;

принять, что в водяной газ переходит около 45% углерода и в газы воздушного дутья около 50% углерода топлива;

состав продуктов горения после котла-утилизатора:

$$\text{CO}_2 16\%, \text{O}_2 5\%, \text{N}_2 79\%;$$

температура продуктов горения после котла-утилизатора 200°;

потери тепла в окружающую среду при утилизации тепла равны 30% от общего теплосодержания уходящих газов.

Решение

1. Определяем коэффициент полезного действия газификации

$$\eta_{\text{газиф}} = \frac{Q_{\text{н}}^{\text{г}} \cdot h \cdot C^{\text{г}}}{p},$$

$$Q_{\text{н}}^{\text{г}} = 25,8 \cdot 50 + 30,2 \cdot 40 = 2498 \text{ ккал/нм}^3,$$

$$h = \frac{\text{CO}_2^{\text{макс}}}{\text{CO}_2 + \text{CO}} = \frac{20,2}{5 + 40} = 0,45,$$

$$\eta_{\text{газиф}} = \frac{2498 \cdot 0,45 \cdot 45}{915} = 55,5\%.$$

2. Определяем потенциальное тепло газов воздушного дутья в % к потенциальному теплу антрацита (q_4) по формуле

$$q_4 = \frac{Q^{\text{возд. г}} \cdot h \cdot C^{\text{возд. г}}}{p},$$

$$Q^{\text{возд. г}} = 30,2 \cdot 11,6 = 350 \text{ ккал/нм}^3,$$

$$h = \frac{20,2}{14 + 11,6} = 0,79.$$

$$q_4 = \frac{350 \cdot 0,79 \cdot 50}{915} = 15,0\%.$$

3. Определяем физическое тепло газов воздушного дутья по формуле (157)

$$q_5 = \frac{t}{t_{\text{макс}}} C^{\text{возд. г}} \cdot h \cdot K = \frac{900}{2200} 50 \cdot 0,79 \cdot 0,85 = 13,8\%.$$

Содержанием водяного пара в газах воздушного дутья при составлении прикидочного подсчета пренебрегаем.

4. Подсчитываем потери тепла в окружающую среду при утилизации тепла:

$$q_{\text{потерь}} = 0,3 (q_4 + q_5) = 0,3 (15,2 + 13,8) = 8,7\%.$$

5. Подсчитываем потери тепла с уходящими газами, покидающими котел-утилизатор, в процентах к потенциальному теплу антрацита

$$q_{\text{г. г}} = \frac{t}{t_{\text{макс}}} [C' + (h' - 1) B \cdot K] C^{\text{возд. г}},$$

$$h' = \frac{CO_2 \text{ макс}}{CO_2} = \frac{20,2}{16} = 1,26,$$

B для антрацита равно 0,95 (табл. 126, гл. XV); C' при температуре уходящих газов 200° равно 0,83; K равно 0,78 (табл. 199, стр. 385).

$$q_{\text{г. г}} = \frac{220}{2200} [0,83 + 0,26 \cdot 0,95 \cdot 0,78] 50 = 4,6\%.$$

6. Определяем процент использования тепла уходящих газов в котле-утилизаторе по отношению к потенциальному теплу газифицируемого топлива

$$\eta_{\text{пол}} = (q_4 + q_5) - (q_{\text{потерь}} + q_{\text{г. г}}) = (15,2 + 13,8) - (8,7 + 4,6) = 15,7\%.$$

7. Подсчитываем, сколько пара будет выработано в котле в час. Потенциальное тепло водяного газа равно

$$2498 \text{ ккал} \cdot 1000 = 2\,498\,000 \text{ ккал}.$$

Коэффициент полезного действия газификации подсчитан равным 55,5%. Отсюда потенциальное тепло антрацита равно

$$\frac{2\,498\,000 \cdot 100}{55,5} = 4\,500\,000 \text{ ккал}.$$

Теплосодержание 1 кг пара равно 731 ккал; следовательно, в час может быть произведено

$$d = \frac{Q_1 \cdot \eta_{\text{пол}}}{i \cdot 100} = \frac{4\,500\,000 \cdot 15,7}{731 \cdot 100} = 970 \text{ кг пара}.$$

Использование физического тепла водяного газа

Водяной газ, отводимый из газогенератора, предложено пропускать через котел-утилизатор.

Подсчитать:

1) какой процент потенциального тепла газифицируемого топлива будет использован для производства пара;

2) сколько пара давлением 5 атм, перегретого до 300° , будет выработано в котле-утилизаторе в час, если:

производительность газогенератора около 1000 нм^3 водяного газа в час;

температура водяного газа, отводимого из газогенератора, 700° ;
 температура водяного газа после котла утилизатора 200° ;
 потери тепла в окружающую среду теплоутилизационной установки
 30% от физического тепла водяного газа;
 состав водяного газа: H_2 50%, CO 40%, CO_2 5%, N_2 5%.
 количество вдуваемого пара 700 кг в час;
 процент углерода топлива, переходящий в водяной газ, около 45%

Решение

1. Подсчитываем содержание водяного пара в водяном газе.
 Объем вдуваемого пара равен

$$\frac{700 \cdot 22,4}{18} = 870 \text{ нм}^3.$$

Объем прореагировавшего пара равен объему водорода в газе, т. е. 500 нм³. Следовательно, объем непрореагировавшего в генераторе пара равен

$$870 - 500 = 370 \text{ нм}^3.$$

Содержанием в антраците водорода и влаги в прикидочном расчете пренебрегаем.

На 1 нм³ водяного газа приходится 0,37 нм³ водяного пара.

2. Подсчитываем физическое тепло водяного газа и сопутствующего ему водяного пара при температуре 700° по формуле (159):

$$q = \frac{t}{t_{\text{макс}}} C^{\text{г}} \cdot h \cdot K (1 + W \cdot E) = \frac{700}{2200} 45 \cdot 0,45 \cdot 0,83 (1 + 0,37 \cdot 1,2) = 7,7\%.$$

3. Подсчитываем по той же формуле физическое тепло водяного газа и сопутствующего ему водяного пара при температуре 200° :

$$q_{\text{в.п}} = \frac{200}{2200} 45 \cdot 0,45 \cdot 0,78 (1 + 0,37 \cdot 1,2) = 2,1\%.$$

4. Подсчитываем потери тепла в окружающую среду

$$q = 0,3 \cdot 7,7 = 2,3\%.$$

5. Определяем процент используемого в котле-утилизаторе тепла в процентах к потенциальному теплу газифицируемого топлива:

$$q_{\text{исп}} = 7,7 - (2,1 + 2,3) = 3,3\%.$$

6. Количество производимого в час пара

$$d = \frac{Q_1 \cdot q_{\text{исп}}}{i \cdot 100}.$$

Потенциальное тепло газифицируемого антрацита подсчитано равным $\approx 4\,500\,000$ ккал (см. предыдущий подсчет). Отсюда

$$d = \frac{4\,500\,000 \cdot 3,3}{731 \cdot 100} = 200 \text{ кг}.$$

Использование физического тепла смешанного генераторного газа

Подсчитать, какой процент теплосодержания газифицируемого топлива может быть использован для производства пара и сколько пара можно произвести в час путем использования физического тепла смешанного генераторного газа, если:

производительность генератора 3000 нм^3 смешанного газа в час;

газифицируемое топливо — антрацит;

в газ переходит около 90% углерода топлива;

состав смешанного генераторного газа: CO 27,5%, H_2 13,5%, CH_4 0,5%,

H_2S 0,2%, O_2 0,2%, CO_2 5,5%, N_2 52,6%;

температура газа 450° ;

температура газа после котла-утилизатора 200° ;

потери тепла в окружающую среду теплоутилизационной установки 20% от физического тепла газа;

содержание в газе пара равно 10% по отношению к сухому газу.

Решение

1. Подсчитываем теплотворную способность газа:

$$Q_{\text{н}} = 30,2 \cdot 27,5 + 25,8 \cdot 13,5 + 85,5 \cdot 0,5 + 56,2 \cdot 0,2 = 1230 \text{ ккал/нм}^3.$$

2. Определяем h и коэффициент полезного действия газификации η :

$$h = \frac{\text{RO}_2 \text{ макс}}{\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4 + \text{H}_2\text{S}} = \frac{20,2}{5,5 + 27,5 + 0,5 + 0,2} = 0,6;$$

$$\eta = \frac{Q_{\text{н}} \cdot C^r \cdot h}{p} = \frac{1230 \cdot 0,6 \cdot 90}{915} \approx 73\%.$$

3. Подсчитываем физическое тепло генераторного газа и сопутствующего ему водяного пара по формуле (159)

$$q = \frac{t}{t_{\text{макс}}} C^r \cdot h \cdot K \cdot (1 + WE) = \frac{450}{2200} 90 \cdot 0,6 \cdot 0,8 (1 + 0,1 \cdot 1,2) = 10\%.$$

4. Определяем потери тепла в окружающую среду теплоутилизационной установки:

$$q_{\text{потери}} = 0,2 \cdot 10\% = 2\%.$$

5. Подсчитываем физическое тепло генераторного газа и сопутствующего ему водяного пара, отводимого из котла-утилизатора по формуле (159):

$$q_{\text{уход}} = \frac{200}{2200} 90 \cdot 0,6 \cdot 0,78 (1 + 0,1 \cdot 1,2) = 4,3\%.$$

6. Определяем процент потенциального тепла газифицируемого антрацита, используемого для производства пара:

$$q_{\text{исп}} = 10 - (2 + 4,3) = 3,7\%.$$

7. Подсчитываем количество производимого в час пара (в кг):

$$d = \frac{Q_{\text{н}}^v \cdot V \cdot 100 \cdot q_{\text{исп}}}{\eta_{\text{газиф}} \cdot i \cdot 100} = \frac{1230 \cdot 3000 \cdot 100 \cdot 3,7}{73 \cdot 730 \cdot 100} = 250 \text{ кг}.$$

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СУММАРНОГО КОЭФФИЦИЕНТА ПОЛЕЗНОГО ДЕЙСТВИЯ ГАЗОВОЙ ТЕРМИЧЕСКОЙ ПЕЧИ С УЧЕТОМ КОЭФФИЦИЕНТА ПОЛЕЗНОГО ДЕЙСТВИЯ ГАЗОГЕНЕРАТОРНОЙ УСТАНОВКИ

Подсчитать коэффициент полезного действия термической печи, работающей на газе, с учетом коэффициента полезного действия газогенераторной установки.

Принять, что:

температура продуктов горения, отводимых из печи, равна 800° ; горение полное; $h=1,2$;

потери тепла в окружающую среду печи q_5 равны 20%.

Сопоставить работу печи:

на водяном газе из антрацита;

на смешанном генераторном газе из антрацита.

Условия газификации взять из подсчетов тепловых балансов генераторов водяного газа (стр. 296) и смешанного генераторного газа (стр. 305).

Принять, что используемый в процессе газификации пар производится за счет утилизации отбросного тепла газогенераторной установки. Расход электроэнергии не учитывать.

Решение

1. Подсчитываем потери тепла с уходящими газами печи по формуле

$$q_2 = \frac{t_{г.г}}{t_{макс}} [C' + (h - 1) B \cdot K] 100;$$

при работе на водяном газе

$$q_2 = \frac{800}{2180} (0,90 + 0,2 \cdot 0,81 \cdot 0,83) 100 = 38\%;$$

при работе на смешанном генераторном газе из антрацита

$$q_2 = \frac{800}{1640} (0,92 + 0,2 \cdot 0,91 \cdot 0,85) 100 = 52\%.$$

2. Подсчитываем коэффициент полезного действия печи $\eta_{печи}$ по формуле

$$\eta_{печи} = 100\% - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5).$$

Потери тепла вследствие механической неполноты горения q_4 при работе на газообразном топливе равны нулю. Потери тепла вследствие химической неполноты горения q_3 также равны нулю.

Следовательно, коэффициент полезного действия печи равен:

при работе на водяном газе

$$\eta = 100\% - (38 + 20) = 42\% = 0,42;$$

при работе на смешанном генераторном газе

$$\eta = 100\% - (52 + 20) = 28\% = 0,28.$$

3. Подсчитываем суммарный коэффициент полезного действия печи с учетом коэффициента полезного действия генераторной станции:

при работе на водяном газе

$$\eta_2 = 0,42 \cdot 0,57 = 0,24;$$

при работе на смешанном генераторном газе

$$\eta_{\Sigma} = 0,28 \cdot 0,75 = 0,21.$$

При отсутствии котлов-утилизаторов коэффициент полезного действия газогенераторной станции водяного газа резко снижается.

Использование тепла уходящих газов, покидающих печь, для нагрева воздуха повышает эффективность ее работы, причем особенно значительно возрастает коэффициент полезного действия печи при работе по варианту, характеризуемому максимальными потерями тепла с уходящими газами, т. е. при работе на генераторном газе (см. подсчеты в гл. XX).

ПОДСЧЕТЫ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕКУПЕРАЦИИ ТЕПЛА В ПЕЧАХ

Использование тепла отводимых от печей продуктов горения для нагрева воздуха и газа имеет большое значение для повышения эффективности использования в печах газообразного и жидкого топлива.

Методика подсчета экономии топлива при рекуперации тепла изложена в книге проф. В. П. Линчевского «Нагревательные печи» [52].

Подсчитать экономию топлива при рекуперации тепла можно также исходя из жаропроизводительности топлива, что особенно существенно при работе на газе, состав и теплотворная способность которого меняются в значительных пределах, а жаропроизводительность остается почти постоянной, как это имеет место, например, у смешанного городского газа, а также при совместном сжигании газообразного и жидкого топлива. Ниже излагается методика подсчета и приводятся примеры ее применения.

МЕТОДИКА ПОДСЧЕТА

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 горения уносят $a\%$ тепла, то используется в печи и теряется в окружающее пространство $100 - a\%$ тепла.

Количество тепла (в ккал), используемое в печи и теряемое в окружающее пространство, обозначим:

$$\Pi = \frac{Q(100 - a)}{100} \text{ ккал},$$

$$Q = \frac{100\Pi}{100 - a} \text{ ккал}.$$

Пусть в процессе рекуперации тепла в печь возвращается часть тепло-содержания продуктов горения, обозначаемая R . В этом случае процент потерь тепла с продуктами горения составит $a(1 - R)$. При этом в печи сжигается соответственно меньшее количество газа.

Обозначим потенциальное тепло газа, сжигаемого в печи с рекуперацией тепла, Q_1 .

Принимаем, что тепло, используемое в печи и теряемое в окружающее пространство (в *ккал*), обозначаемое Π , не меняется при введении рекуперации, т. е. подсчитываем экономию топлива, достигаемую при введении рекуперации за счет возвращения в печь части тепла, теряемого с уходящими газами¹. Тогда

$$Q_1 = \frac{100\Pi}{100 - a(1 - R)} \text{ ккал.}$$

Уменьшение количества потенциального тепла, подводимого в печь с газом, вследствие рекуперации определяется как разность

$$Q - Q_1 \text{ ккал.}$$

Экономия тепла в процентах по отношению к расходу тепла без рекуперации

$$\vartheta = \frac{(Q - Q_1) 100}{Q}.$$

Подставляя вместо Q и Q_1 их значения, получаем

$$\vartheta = \frac{(Q - Q_1) 100}{Q} = \frac{\left[\frac{100\Pi}{100 - a} - \frac{100\Pi}{100 - a(1 - R)} \right] 100}{\frac{100\Pi}{100 - a}} = \frac{a \cdot R \cdot 100}{100 - a + aR}. \quad (160)$$

Итак, в процессе рекуперации экономия тепла, вводимого с топливом, а следовательно, и топлива, тем больше, чем выше потери тепла до рекуперации с продуктами горения и чем больше степень рекуперации тепла, содержащегося в продуктах горения R .

РЕЗУЛЬТАТЫ ПОДСЧЕТОВ

Подсчет 1. От термической печи, работающей на мазуте, продукты горения отводятся в рекуператор. Располагаемое тепло продуктов горения 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 горения.

Подсчитать, чему равна достигаемая при рекуперативном подогреве воздуха экономия мазута (в %).

Подсчитываем суммарное теплосодержание продуктов горения a :

$$a = q_2 + q_3 = 30 + 5 = 35\%.$$

Определяем степень рекуперации тепла R :

$$R = \frac{0,15q_2}{q_2 + q_3} = \frac{0,15 \cdot 30}{30 + 5} \approx 0,13.$$

Подсчитываем экономию мазута (в %):

$$\vartheta = \frac{aR \cdot 100}{100 - a + aR} = \frac{35 \cdot 0,13 \cdot 100}{100 - 35 + 35 \cdot 0,13} = 6,5.$$

¹ 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.

Благодаря рекуперации тепла экономия мазута равна 6,5%, в то время как располагаемое тепло нагретого в рекуператоре воздуха равно 0,15 q_2 или $0,15 \cdot 30 = 4,5\%$ по отношению к теплосодержанию 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). В соответствии с этим 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 проведен¹ по формуле

$$T = \frac{\vartheta}{aR}. \quad (161)$$

В приведенном выше подсчете

$$T = \frac{\vartheta}{aR} = \frac{6,5}{35 \cdot 0,13} = 1,44.$$

Подсчет 2. Располагаемое тепло продуктов горения q_2 и потери тепла вследствие химической неполноты горения q_3 , т. е. суммарные потери тепла с уходящими газами a , отводимыми из нагревательной печи, работающей на газообразном топливе, составляют 1-й вариант — 50, 2-й — 40, 3-й — 30, 4-й — 20% от теплосодержания газа.

Степень рекуперации R во всех случаях равна 0,1.

Подсчитать экономию топлива ϑ (в %) и определить, сколько калорий тепла сжигаемого газа заменяет каждая калория подогретого в рекуператоре воздуха T :

$$1) \quad \vartheta = \frac{50 \cdot 0,1 \cdot 100}{100 - 50 + 50 \cdot 0,1} = \frac{500}{55} = 9,1\%,$$

$$T = \frac{\vartheta}{aR} = \frac{9,1}{5} = 1,82;$$

$$2) \quad \vartheta = \frac{40 \cdot 0,1 \cdot 100}{100 - 40 + 40 \cdot 0,1} = \frac{400}{64} = 6,25\%,$$

$$T = \frac{6,25}{4} = 1,56;$$

$$3) \quad \vartheta = \frac{30 \cdot 0,1 \cdot 100}{100 - 30 + 30 \cdot 0,1} = \frac{300}{73} = 4,1\%,$$

$$T = \frac{4,1}{3} = 1,37;$$

¹ Доцент В. Зимин рекомендует придать формуле (161) следующий вид:

$$T = \frac{\vartheta \cdot 100}{aR(100 - \vartheta)}.$$

$$4) \quad \vartheta = \frac{20 \cdot 0,1 \cdot 100}{100 - 20 + 20 \cdot 0,1} = \frac{200}{82} = 2,44\%.$$

$$T = \frac{2,44}{2} = 1,22.$$

Подсчет 3. От термической печи, работающей на малосернистом мазуте, продукты горения отводятся в рекуператор.

Состав уходящих газов: CO_2 8,0%, CO 0,3%, CH_4 0,1%, H_2 0,1%, O_2 9,0%, N_2 82,5%.

Температура уходящих газов до рекуператора 700° .

Температура уходящих газов после рекуператора: 1-й вариант 500, 2-й — 450, 3-й — 400° .

Потери тепла в окружающую среду рекуператора от располагаемой теплоты продуктов горения, поступающих в рекуператор: 1-й вариант — 5, 2-й — 7,5, 3-й — 10%.

Подсчитать: процент рекуперированного тепла; экономию топлива (в %) и определить, сколько калорий в виде тепла сжигаемого мазута заменяет одна калория, вносимая в печь нагретым в рекуператоре воздухом.

Теплотехнические характеристики мазута и продуктов горения, необходимые для расчета, приведены в табл. 102 (гл. XII, стр. 214):

$$t_{\text{макс}} = 2100^\circ;$$

$$\text{CO}_{2\text{ макс}} = 16,5\%;$$

$$B = 0,88;$$

$$p = 965 \text{ ккал/нм}^3 \text{ сухих продуктов горения};$$

$$C' \text{ при } 700^\circ \text{ равно } 0,890, \text{ при } 500^\circ - 0,870, \text{ при } 450^\circ - 0,865, \text{ при } 400^\circ - 0,860 \text{ (табл. 199, стр. 385);}$$

$$K \text{ при } 700^\circ \text{ равно } 0,830, \text{ при } 500^\circ - 0,810, \text{ при } 450^\circ - 0,805, \text{ при } 400^\circ - 0,800 \text{ (табл. 199).}$$

Определяем значение h для уходящих газов заданного состава:

$$h = \frac{\text{CO}_{2\text{ макс}}}{\text{CO}'_2 + \text{CO}' + \text{CH}'_4} = \frac{16,5}{8,0 + 0,3 + 0,1} = 1,95.$$

Вычисляем потери тепла вследствие химической неполноты горения в процентах к теплотворной способности сжигаемого мазута:

$$\begin{aligned} Q_{\text{пр. гор}} &= 30,2 \text{ CO} + 85,5 \text{ CH}_4 + 25,8 \text{ H}_2 = \\ &= 32,2 \cdot 0,3 + 85,5 \cdot 0,1 + 25,8 \cdot 0,1 = 20,8 \text{ ккал/нм}^3; \end{aligned}$$

$$q_3 = \frac{Q_{\text{пр. гор}} \cdot h \cdot 100}{p} = \frac{20,8 \cdot 1,95 \cdot 100}{965} = 4,2\%.$$

Определяем располагаемое тепло продуктов горения до рекуператора в процентах к теплотворной способности сжигаемого мазута по формуле¹

$$\begin{aligned} q_2 &= \frac{t_{\text{г. р}}}{t_{\text{макс}}} [C' + (h - 1) K \cdot B] 100 = \\ &= \frac{700}{2100} [0,89 + (1,95 - 1) 0,83 \cdot 0,88] 100 = 53,0\%. \end{aligned}$$

Отсюда суммарное теплосодержание продуктов горения

$$a = q_2 + q_3 = 53,0 + 4,2 = 57,2\%.$$

¹ См. гл. III, стр. 111.

Находим располагаемое тепло продуктов горения после рекуператора в процентах к теплотворной способности сжигаемого мазута по формуле:

$$q_2 = \frac{t_{y.r}}{t_{\text{ннк}}} [C' + (h - 1) K \cdot B] 100.$$

$$1) \quad q_2^a = \frac{500}{2100} [0,87 + (1,95 - 1) 0,81 \cdot 0,88] 100 = 37,0\%;$$

$$2) \quad q_2^b = \frac{450}{2100} [0,865 + (1,95 - 1) 0,805 \cdot 0,88] 100 = 33,0\%;$$

$$3) \quad q_2^c = \frac{400}{2100} [0,86 + (1,95 - 1) 0,80 \cdot 0,88] 100 = 29,0\%.$$

Определяем потери тепла в окружающую среду рекуператором в процентах к теплотворной способности сжигаемого топлива:

$$1) \quad q_5^a = q_2 \cdot 0,05 = 53 \cdot 0,05 = 2,65\%;$$

$$2) \quad q_5^b = q_2 \cdot 0,075 = 53 \cdot 0,075 = 4,0\%;$$

$$3) \quad q_5^c = q_2 \cdot 0,1 = 53 \cdot 0,1 = 5,3\%.$$

Определяем степень рекуперации тепла по формуле

$$R = \frac{(q_2 + q_3) - (q_2' + q_3' + q_5')}{a}.$$

$$1) \quad R = \frac{(53,0 + 4,2) - (37,0 + 4,2 + 2,65)}{57,2} = 0,24;$$

$$2) \quad R = \frac{(53,0 + 4,2) - (33,0 + 4,2 + 4,0)}{57,2} = 0,28;$$

$$3) \quad R = \frac{(53,0 + 4,2) - (29,0 + 4,2 + 5,3)}{57,2} = 0,33.$$

Вычисляем экономию топлива (в %) при рекуперации тепла по формуле

$$\mathcal{E} = \frac{aR \cdot 100}{100 - a + aR}.$$

$$1) \quad \frac{57,2 \cdot 0,24 \cdot 100}{100 - 57,2 + 57,2 \cdot 0,24} = \frac{1370}{100 - 57,2 + 13,7} = 24\%;$$

$$2) \quad \frac{57,2 \cdot 0,28 \cdot 100}{100 - 57,2 + 57,2 \cdot 0,28} = \frac{1600}{100 - 57,2 + 16,0} = 27\%;$$

$$3) \quad \frac{57,2 \cdot 0,33 \cdot 100}{100 - 57,2 + 57,2 \cdot 0,33} = \frac{1890}{100 - 57,2 + 18,9} = 31\%.$$

Подсчитываем, сколько калорий тепла, выделяющегося при сжигании мазута, заменяет одна калория тепла, вносимая нагретым в рекуператоре воздухом, по формуле (161)

$$T = \frac{\mathcal{E}}{aR}.$$

$$1) \quad T = \frac{24}{13,7} = 1,8;$$

$$2) \quad T = \frac{27}{16,0} = 1,7;$$

$$3) \quad T = \frac{31}{18,9} = 1,6.$$

Подсчет 4. В термической печи сжигается смешанный генераторный газ, выработанный из антрацита. Уходящие газы из печи отводятся в рекуператор. Состав уходящих газов: CO_2 — 14,8%, CO — 6,1%, O_2 — 0,8%, N_2 — 78,3%.

Температура уходящих газов до рекуператора 800° .

Температура уходящих газов после рекуператора 600° .

Потери тепла в окружающую среду рекуператора — 10% от располагаемого тепла поступающих из печи в рекуператор уходящих газов.

Определить экономию газа (в %), достигаемую при рекуперации тепла Θ , и установить, сколько калорий генераторного газа заменяет одна калория тепла, вносимая в печь горячим воздухом, T .

Теплотехнические характеристики смешанного генераторного газа из тощих топлив и продуктов горения, необходимые для расчета:

$$t'_{\text{макс}} = 1640^\circ \text{ (табл. 183, гл. XXVIII).}$$

$$\text{CO}_{2 \text{ макс}} = 20\% \text{ (табл. 184);}$$

$$B = 0,99 \text{ (табл. 184);}$$

$$p = 740 \text{ ккал/нм}^3 \text{ сухих продуктов горения (табл. 184);}$$

$$C' \text{ при } 800^\circ = 0,92, \text{ при } 600^\circ = 0,90 \text{ (табл. 199).}$$

Подсчитываем значение h для продуктов горения генераторного газа приведенного выше состава:

$$h = \frac{\text{CO}_{2 \text{ макс}}}{\text{CO}'_2 + \text{CO}' + \text{CH}'_4} = \frac{20,0}{14,8 + 6,1} = 0,95.$$

Определяем потери тепла вследствие химической неполноты горения в процентах к теплотворной способности газа

$$q_3 = \frac{Q_{\text{пр. гор}} \cdot h \cdot 100}{p}.$$

$$Q_{\text{пр. гор}} = 30,2 \cdot \text{CO} = 30,2 \cdot 6,1 = 183 \text{ ккал/нм}^3.$$

$$q_3 = \frac{183 \cdot 0,95 \cdot 100}{740} = 23,5\%.$$

Подсчитываем располагаемое тепло уходящих газов до рекуператора в процентах к теплотворной способности сжигаемого генераторного газа по формуле

$$q_2 = \frac{t_{\text{у. г}}}{t_{\text{макс}}} C' \cdot h \cdot 100 = \frac{800}{1640} 0,92 \cdot 0,95 \cdot 100 = 42,5\%.$$

Определяем суммарное теплосодержание уходящих газов в процентах к теплотворной способности сжигаемого газа:

$$a = q_2 + q_3 = 42,5 + 23,5 = 66\%.$$

Подсчитываем располагаемое тепло уходящих газов после рекуператора в процентах к теплотворной способности сжигаемого генераторного газа по формуле

$$q'_2 = \frac{t'_{\text{у. г}}}{t_{\text{макс}}} C' \cdot h \cdot 100 = \frac{800}{1640} 0,90 \cdot 0,95 \cdot 100 = 31,2\%.$$

Вычисляем потери тепла в окружающую среду рекуператором в процентах к теплотворной способности сжигаемого газа:

$$q'_5 = 0,1 \cdot q_2 = 0,1 \cdot 42,5 = 4,25\%.$$

Определяем степень рекуперации тепла по формуле

$$R = \frac{(q_2 + q_3) - (q'_2 + q'_3 + q'_5)}{a} = \frac{(42,5 + 23,5) - (31,2 + 23,5 + 4,25)}{66} = 0,10.$$

Подсчитываем экономию топлива (в %), достигаемую при рекуперации тепла:

$$\mathcal{E} = \frac{aR \cdot 100}{100 - a + aR} = \frac{66 \cdot 0,1 \cdot 100}{100 - 66 + 66 \cdot 0,1} = 16.$$

Подсчитываем, сколько калорий тепла, содержащихся в газе, заменяет каждая калория, вносимая в печь горячим воздухом, по формуле

$$T = \frac{\mathcal{E}}{aR} = \frac{16}{6,6} = 2,4.$$

Подсчет 5. Сжигается московский городской газ.

Состав продуктов горения: CO_2 10,25%, O_2 2,10%, N_2 87,65%.

Температура продуктов горения 800°.

Степень рекуперации тепла 0,2.

Подсчитать экономию топлива $\mathcal{E}$ (в %) и определить, сколько калорий тепла газообразного топлива заменяет одна калория тепла, вносимая воздухом, нагретым в рекуператоре.

Определяем физическое тепло продуктов горения по формуле (72) (стр. 111)

$$q_2 = \frac{t_{y.r}}{t_{\text{макс}}} [C' + (h - 1) B \cdot K] 100.$$

Для московского городского газа

$$t_{\text{макс}} = 2050^\circ.$$

Подсчитываем $\text{CO}_{2\text{макс}}$ по формуле

$$\text{CO}_{2\text{макс}} = \frac{\text{CO}_2 \cdot 100}{100 - 4,76\text{O}_2} = \frac{10,25 \cdot 100}{100 - 4,76 \cdot 2,1} = 11,4\%.$$

Определяем степень разбавления уходящих газов избыточным воздухом:

$$h = \frac{\text{CO}_{2\text{макс}}}{\text{CO}_2} = \frac{11,4}{10,25} = 1,11.$$

Подсчитываем располагаемое тепло продуктов горения:

$$h - 1 = 0,11; C' = 0,90; K = 0,83;$$

$$q_2 = \frac{800}{2050} (0,9 + 0,11 \cdot 0,81 \cdot 0,83) 100 = \frac{800}{2050} 0,97 \cdot 100 = 38\%.$$

Вычисляем экономию топлива (в %) при рекуперации тепла

$$\mathcal{E} = \frac{aR \cdot 100}{100 - a + aR} = \frac{38 \cdot 0,2 \cdot 100}{100 - 38 + 38 \cdot 0,2} = \frac{7,6 \cdot 100}{70} = 11.$$

Находим, сколько калорий тепла топлива заменяет 1 ккал, вносимая нагретым в рекуператоре воздухом:

$$T = \frac{\mathcal{E}}{aR} = \frac{11}{7,6} = 1,4.$$

Подсчет 6. В печи сжигается московский городской газ. Продукты горения с содержанием 10,4% CO_2 и 2,5% O_2 (CO и CH_4 отсутствуют) поступают из печи в рекуператор с температурой 700° . Из рекуператора продукты горения отводятся с содержанием 9% CO_2 и с температурой 400° . Потери тепла в окружающее пространство — 5% от теплосодержания продуктов горения, поступающих в рекуператор.

Подсчитать экономию топлива $\mathcal{E}$ (в %) и определить, сколько калорий газообразного топлива заменяет одна калория, вносимая в печь нагретым в рекуператоре воздухом.

Определяем $\text{CO}_{2 \text{ макс}}$ газа по составу продуктов горения:

$$\text{CO}_{2 \text{ макс}} = \frac{\text{CO}_2' \cdot 100}{100 - 4,76 \cdot \text{O}_2'} = \frac{10,4 \cdot 100}{100 - 4,76 \cdot 2,5} = 11,8\%.$$

Подсчитываем располагаемое тепло продуктов горения, поступающих в рекуператор, в процентах от теплосодержания сжигаемого газа:

$$q_2 = \frac{t_{\text{г.г}}}{t_{\text{макс}}} [C' + (h - 1) B \cdot K] 100.$$

Для московского городского газа

$$t_{\text{макс}} = 2050^\circ.$$

При температуре продуктов горения 700° $C' = 0,89$; $K = 0,83$;

$$h = \frac{\text{CO}_{2 \text{ макс}}}{\text{CO}_2'} = \frac{11,8}{10,4} = 1,14;$$

$$h - 1 = 0,14;$$

$$q_2 = \frac{700}{2050} (0,89 + 0,14 \cdot 0,81 \cdot 0,83) 100 = 33,5\%.$$

Отсюда

$$a = 33,5\%.$$

Подсчитываем располагаемое тепло продуктов горения, покидающих рекуператор, в процентах от теплосодержания сжигаемого газа:

$$q_2' = \frac{t_{\text{г.г}}'}{t_{\text{макс}}} [C' + (h - 1) B \cdot K] 100.$$

При температуре продуктов горения 400°

$$C' = 0,86; K = 0,80;$$

$$h = \frac{\text{CO}_{2 \text{ макс}}}{\text{CO}_2'} = \frac{11,8}{9} = 1,31;$$

$$h - 1 = 0,31;$$

$$q_2' = \frac{400}{2050} (0,86 + 0,31 \cdot 0,81 \cdot 0,83) 100 = 21\%.$$

Определяем степень рекуперации тепла R . Располагаемое тепло продуктов горения, поступающих в рекуператор q_2 , равно 33,5%.

Потери тепла в окружающее пространство

$$q_5 = 33,5 \cdot 0,05 = 1,6\%.$$

Располагаемое тепло продуктов горения, покидающих рекуператор. q'_2 , равно 21 %. Отсюда степень рекуперации тепла

$$R = \frac{q_2 - q'_2 - q'_5}{a} = \frac{33,5 - 21 - 1,6}{33,5} = 0,33.$$

Подсчитываем экономию (в %) вследствие рекуперации тепла

$$\mathcal{E} = \frac{aR \cdot 100}{100 - a + aR} = \frac{35,5 \cdot 0,33 \cdot 100}{100 - 33,5 + 33,5 \cdot 0,33} = 14,2.$$

Вычисляем, сколько калорий тепла в виде газа заменяет 1 ккал тепла, вносимая подогретым воздухом:

$$T = \frac{\mathcal{E}}{aR} = \frac{14,2}{10} = 1,42.$$

Подсчет 7. В печи сжигается московский городской газ. Анализ продуктов полного сгорания из лабораторной печи: CO_2 8,85 %, O_2 3,95 %.

Средний состав продуктов горения из заводской печи: CO_2 8,55 %, O_2 4,20, CO 0,05, H_2 0,15, CH_4 0,55, N_2 86,5 %.

Продукты горения из заводской печи направляются в рекуператор с температурой 700° . Из рекуператора отводятся продукты горения с содержанием 7,6 % CO_2 , 0,35 % CH_4 и температурой 400° .

Потери тепла в окружающее пространство — 5 % от располагаемой теплоты продуктов горения, поступающих в рекуператор.

Подсчитать экономию топлива $\mathcal{E}$ (в %) и определить, сколько калорий газообразного топлива заменяет одна калория, вносимая в печь с воздухом, нагретым в рекуператоре.

Определяем $\text{CO}_{2 \text{ макс}}$ по составу продуктов полного сгорания из лабораторной печи:

$$\text{CO}_{2 \text{ макс}} = \frac{\text{CO}_2 \cdot 100}{100 - 4,76 \cdot \text{O}_2} = \frac{8,85 \cdot 100}{100 - 4,76 \cdot 3,95} = 10,8\%.$$

Подсчитываем увеличение объема продуктов горения, отводимых из печи, по сравнению с теоретическим объемом продуктов горения:

$$h = \frac{\text{CO}_{2 \text{ макс}}}{\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4} = \frac{10,8}{8,55 + 0,05 + 0,55} = 1,18.$$

Подсчитываем теплотворную способность продуктов неполного сгорания, содержащихся в 1 м^3 продуктов горения до рекуператора:

$$\begin{aligned} Q_{\text{пр. гор}} &= 30,2 \text{ CO} + 25,8 \text{ H}_2 + 85,5 \text{ CH}_4 = \\ &= 30,2 \cdot 0,05 + 25,8 \cdot 0,15 + 85,5 \cdot 0,55 = 52 \text{ ккал/м}^3. \end{aligned}$$

Подсчитываем потери тепла из-за химической неполноты горения в процентах от теплосодержания сжигаемого газа по формуле

$$q_3 = \frac{Q_{\text{пр. гор}} \cdot h \cdot 100}{p} = \frac{52 \cdot 1,18 \cdot 100}{1040} = 5,9.$$

Определяем располагаемое тепло продуктов горения, поступающих в рекуператор, в процентах от теплосодержания сжигаемого газа по формуле

$$q_2 = \frac{700}{2050} (0,89 + 0,18 \cdot 0,83) 100 = 34,5.$$

Отсюда суммарное теплосодержание продуктов горения в процентах от теплотворной способности сжигаемого газа

$$a = q_2 + q_3 = 34,5 + 5,9 = 40,4.$$

Подсчитываем располагаемое тепло продуктов горения, покидающих рекуператор, в процентах к теплосодержанию сжигаемого газа:

$$q'_2 = \frac{400}{2050} (0,86 + 0,36 \cdot 0,81 \cdot 0,8) 100 = 21,4,$$

$h - 1 = 0,36$, так так

$$h = \frac{\text{CO}_2 \text{ макс}}{\text{CO}_2 + \text{CH}_4} = \frac{10,8}{7,6 + 0,35} = 1,36.$$

Определяем теплотворную способность продуктов неполного горения, содержащихся в 1 нм^3 продуктов горения, покидающих рекуператор

$$Q_{\text{пр. гор}} = 85,5 \cdot 0,35 = 30 \text{ ккал.}$$

Вычисляем потери тепла вследствие химической неполноты горения в продуктах горения, покидающих рекуператор, в процентах от теплосодержания сжигаемого газа ¹:

$$q'_3 = \frac{Q_{\text{пр. гор}} \cdot h \cdot 100}{p} = \frac{30 \cdot 1,36 \cdot 100}{1040} = 3,9\%.$$

Подсчитываем тепло, теряемое рекуператором в окружающее пространство:

$$q'_5 = 0,05 \cdot 34,3 = 1,7\%.$$

Определяем степень рекуперации тепла

$$R = \frac{(q_2 + q_3) - (q'_2 + q'_3 + q'_5)}{a} = \frac{34,5 + 5,9 - (21,4 + 3,9 + 1,7)}{40,4} = 0,33.$$

Подсчитываем экономию топлива (в %) при рекуперации тепла

$$\mathcal{O} = \frac{ap \cdot 100}{100 - a + aR} = \frac{40,5 \cdot 0,33 \cdot 100}{100 - 40,4 + 13,4} = 18.$$

Вычисляем сколько калорий тепла газообразного топлива заменяет 1 ккал тепла, вносимая в печь нагретым в рекуператоре воздухом:

$$T = \frac{\mathcal{O}}{aR} = \frac{18}{13,4} = 1,34.$$

¹ 1040 — количество тепла (ккал), приходящееся при сгорании московского городского газа (старого состава) на 1 нм^3 сухих продуктов горения (см. табл. 184, стр. 375).

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ПЕЧАХ

Значительная часть вырабатываемой в стране электроэнергии используется в промышленных печах.

Применение электроэнергии в термических процессах обусловливается следующими ее преимуществами по сравнению с печами, работающими на топливе:

1) возможностью поддержания весьма высокой температуры; 2) возможностью сосредоточения большого количества энергии в малом объеме; 3) отсутствием загрязнения нагреваемого материала серой и золой топлива; 4) облегчением возможности создания искусственной атмосферы, необходимой для проведения технологического процесса (инертной, восстановительной и т. д.); 5) удобством применения электроэнергии — легкостью и точностью регулирования процесса; 6) улучшением условий труда.

Указанные положения, несомненно справедливые при сопоставлении электрических печей с печами, работающими на твердом 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 с тепловым напряжением в несколько десятков миллионов килокалорий на кубический метр в час и таким образом сосредоточить выделение большого количества энергии в малом объеме.

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), применение газообразного топлива, сжигаемого по прогрессивным методам, является возможным.

В соответствии с этим необходимо сопоставить народнохозяйственную эффективность применения газа и электроэнергии.

До сравнительно недавнего времени сопоставление электроэнергии и газа в качестве теплоносителей в промышленных печах требовало учета капиталовложений, расходуемых в одном случае на выработку электроэнергии, а в другом — на газификацию твердого топлива.

В настоящее время промышленностью используется в печах, в основном не генераторный, а природный газ. В связи с этим отпадает необходимость в капиталовложениях для создания генераторных станций и очистки газа от серы.

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. Однако если вопрос о величине капиталовложений при использовании природного газа и электроэнергии решается в большинстве районов явно в пользу газа, то вопрос об эффективности использования этих энергоносителей требует внимательного рассмотрения.

Естественно, что если замещаемая природным газом электроэнергия вырабатывается на тепловых электростанциях, коэффициент полезного действия которых к 1980 г. достигнет предположительно величины порядка 35—40%, то при коэффициенте использования топлива в газовых печах более 40%, газовые печи станут не только более дешевыми по капиталовложениям, но и более экономичными в эксплуатации.

Коэффициент использования топлива в печах определяется в основном потерями тепла с уходящими газами и вследствие неполноты горения.

При работе на газе потери тепла вследствие механической неполноты горения естественно отсутствуют, а потери тепла вследствие химической неполноты горения могут быть полностью устранены.

Таким образом, коэффициент использования топлива в хорошо налаженных газовых печах определяется в основном величиной потерь тепла с уходящими газами.

Чем ниже температура уходящих газов ($t_{y.r.}$, °C) и степень разбавления их избыточным воздухом (h), тем меньше потери тепла с уходящими газами и тем выше коэффициент использования топлива в печах.

По формулам (74, стр. 112) и (120, стр. 190) легко подсчитать до какой температуры должны быть охлаждены продукты горения в зависимости от степени разбавления их избыточным воздухом с тем, чтобы коэффициент использования топлива в печах превышал 40% и газовые печи были экономичнее электрических, разумеется, при равных потерях металла вследствие окалинообразования и при равном качестве нагрева.

Ниже приведена температура уходящих газов промышленных печей, работающих на природном газе, при которой газовые печи работают с коэффициентом использования топлива 40%, т. е. являются более экономичными, чем электрические, с учетом к. п. д. тепловых электростанций:

$t_{y.r.}$, °C	h	$t_{y.r.}$, °C	h
1300	1,0	980	1,5
1230	1,1	780	2,0
1150	1,2	560	3,0
1090	1,3	450	4,0
1030	1,4	360	5,0

Следовательно, при отсутствии разбавления уходящих газов избыточным воздухом газовые печи становятся экономичнее электрических даже при весьма высокой температуре уходящих газов (порядка 1300°). При

высоком разбавлении продуктов горения воздухом газовые печи экономичны лишь при использовании тепла продуктов горения, позволяющем снизить температуру уходящих газов до нескольких сот градусов.

Эффективное использование тепла уходящих газов возможно путем применения рекуператоров, котлов-утилизаторов, водоподогревателей, а также при ступенчатом использовании тепла продуктов горения сначала в высокотемпературных процессах, а затем в низкотемпературных [73].

Примерные подсчеты повышения эффективности использования газа при установке котлов-утилизаторов приведены в гл. XIX (стр. 308) и в гл. XXII (стр. 327).

ПОДСЧЕТЫ ПОВЫШЕНИЯ 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 значительно повысить путем утилизации тепла уходящих газов для производства пара или для других целей.

Достигаемую при этом экономию топлива можно подсчитать по прямому методу на основе материального баланса процесса. Для этого необходимо замерить расход топлива, отобрать среднюю пробу, определить теплотворную способность и установить количество произведенного пара.

Это сложный путь, в особенности при использовании топлива непостоянного состава и 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 выше замеров и определений.

Предлагаемая методика базируется на использовании жаропроизводительности, являющейся достаточно постоянной величиной для определенных видов горючего.

При работе на смешанном топливе жаропроизводительность определяют по составу продуктов горения исходя из величины RO_2 макс.

Значения жаропроизводительности и других теплотехнических характеристик некоторых видов смешанного топлива приведены в гл. XVI. В табл. 183 даны значения жаропроизводительности для серы, серного колчедана, сернистого ангидрида и сероводорода, т. е. веществ, используемых в технологии в качестве сырья для производства серной кислоты и обладающих высокой жаропроизводительностью, обеспечивающей поддержание температуры, необходимой для осуществления технологического процесса.

Ниже приводятся примеры, иллюстрирующие возможность применения простой методики для подсчетов повышения эффективности использования горючего в технологических процессах при утилизации располагаемого тепла уходящих газов для производства пара.

Подсчет 1. В котел-утилизатор поступают продукты горения, отводимые от регенераторов мартеновской печи, работающей на смешанном коксо-доменном газе. Температура продуктов горения перед котлом 600° и после котла 300° . Состав продуктов горения: RO_2 — 9,2%; O_2 — 8,5%; N_2 — 82,3%. Потери тепла в окружающую среду 2% от располагаемого тепла продуктов горения, 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 горения величину $RO_{2\text{ макс}}$ по формуле (41)

$$RO_{2\text{ макс}} = \frac{RO_2 \cdot 100}{100 - 4,76 O_2} = \frac{9,2 \cdot 100}{100 - 4,76 \cdot 8,5} = 15,4\%.$$

2. Исходя из величины $RO_{2\text{ макс}}$, определяем по табл. 142 (стр. 259) значение жаропроизводительности и соотношение объемов сухих и влажных продуктов горения

$$t'_{\text{макс}} = 1900^\circ; B = 0,84.$$

3. Подсчитываем по формуле (39) коэффициент разбавления сухих продуктов горения избыточным воздухом

$$h = RO_{2\text{ макс}} : RO_2 = 15,4 : 9,2 = 1,67.$$

4. Подсчитываем по формуле (72) располагаемое тепло продуктов горения, поступающих в котел

$$q_2 = \frac{t_{y.r}}{t_{\text{макс}}} (C' + (h - 1) KB) 100 = \frac{600}{1900} (0,88 + 0,67 \cdot 0,82 \cdot 0,84) 100 = 42\%.$$

5. Подсчитываем по той же формуле расходуемое тепло продуктов горения, 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 % 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:

$$q_1 = q - q_2 - q_3 = 42 - 20 - 1 = 21\%.$$

Подсчет 2. В котел-утилизатор¹ поступают продукты горения, отводимые от регенераторов мартеновской печи, работающей на ставропольском природном газе. Температура продуктов горения, поступающих в котел, 550° ; содержание CO_2 8%, CO и $CH_4 = 0$.

Температура продуктов горения, отводимых от котла, 250° , содержание CO_2 6%. Потери тепла в окружающую среду 2% от располагаемого тепла продуктов горения, поступающих в котел.

Подсчитать: количество использованного в котле тепла в % к потенциальному теплу сжигаемого в печи газа; количество произведенного в котле пара на 1000 м^3 сжигаемого в печи газа; параметры вырабатываемого пара — давление 18 *атм*, температура 370° ; составить тепловой баланс котла.

1. Подсчитываем располагаемое тепло продуктов горения, поступающих в котел в % к потенциальному теплу сжигаемого в печи газа¹

$$h = \frac{CO_{2\text{ макс}}}{CO_2} = \frac{11,8}{8} = 1,48;$$

$$q = \frac{t_{y.r}}{t_{\text{макс}}} [C' + (h - 1) KB] 100 = \frac{550}{2010} (0,875 + 0,48 \cdot 0,81 \cdot 0,815) 100 = 32,6$$

¹ Теплотехнические характеристики природного газа приведены в табл. 80 (стр. 186). Значения величин C' и K даны в табл. 199 (гл. XXVIII, стр. 385).

2. Подсчитываем располагаемое тепло продуктов горения, отводимых из котла в % к потенциальному теплу сжигаемого в печи газа

$$\eta = \frac{11,8}{6} = 1,97;$$

$$q_2 = \frac{250}{2010} (0,84 + 0,97 \cdot 0,81 \cdot 0,79) 100 = 18,2\%.$$

3. Определяем потери тепла в окружающую среду в % к потенциальному теплу сжигаемого в печи природного газа

$$q_3 = 0,02 \cdot q = 0,02 \cdot 32,6 = 0,7\%.$$

4. Подсчитываем, какой процент тепла, сжигаемого в печи природного газа, использован для производства пара в котле-утилизаторе

$$q_1 = q - q_2 - q_3 = 32,6 - 18,2 - 0,7 = 13,7\%.$$

Следовательно, при установке котла-утилизатора эффективность использования топлива возрастает на $\sim 14\%$ по отношению к потенциальному теплу сжигаемого в мартеновской печи газа.

5. Подсчитываем количество пара D , производимое в котле-утилизаторе на 1000 нм^3 природного газа, сжигаемого в печи.

Низшая теплотворная способность природного газа около 8500 ккал/нм^3 (см. табл. 80, гл. VIII).

Теплосодержание i перегретого пара давлением 18 атм при температуре 370° равно $\approx 760 \text{ ккал/кг}$ [22].

Следовательно,

$$D = \frac{Q_{\text{п}} \cdot 100}{i \cdot 100} = \frac{8500 \cdot 1000 \cdot 13,7}{760 \cdot 100} = 1530 \text{ кг}.$$

6. Составляем тепловой баланс котла-утилизатора.

В котел поступает $32,6\%$ потенциального тепла, сжигаемого в печи газа. Принимая это количество за 100% , получаем следующее распределение тепла по статьям баланса котла-утилизатора:

Использованное в котле тепло	$100 \cdot 13,7 : 32,6 \dots 42\%$
Потери тепла с уходящими газами	$100 \cdot 18,2 : 32,6 \dots 56\%$
Потери тепла в окружающую среду	$\dots \dots \dots 2\%$
Итого 100%	

При работе на природном газе располагаемое тепло продуктов горения, поступающих в котел и отводимых из котла, еще проще можно подсчитать по формуле (119) и вспомогательной табл. 83 (стр. 192)

$$q = 0,01 \cdot t_{\text{г.г}} \cdot Z = 0,01 \cdot 550 \cdot 5,90 = 32,4\%,$$

$$q_2 = 0,01 \cdot 250 \cdot 7,25 = 18,1\%,$$

$$q_1 = q - q_2 - q_3 = 32,4 - 18,1 - 0,7 = 13,6\%.$$

Различие в результатах подсчетов по развернутой формуле (72) и по формуле (119) и расчетной вспомогательной табл. 83 для природного газа, обусловленное округлениями, допущенными при составлении табл. 83, составляет $0,1\%$.

Подсчет 3. Подсчитать, какой процент тепла по отношению к потенциальному теплу серного колчедана можно использовать в котле-утилизаторе, работающем на горячем газе, отводимом из печи, в следующих случаях:

1) котел работает на газе, отводимом от механизированной печи. Содержание сернистого ангидрида в газе 9%. Температура газов, поступающих в котел, 600°, а отводимых из котла 350°;

2) котел работает на газе, отводимом от печи для обжига колчедана во взвешенном состоянии. Содержание сернистого ангидрида в газе 12%. Температура газа до котла 900° и после котла 350°.

Потери тепла в окружающую среду в обоих случаях равны 5% от располагаемого тепла продуктов горения, поступающих в котел.

Теплотехнические характеристики серного колчедана (см. табл. 196, гл. XXVIII)

$$t_{\text{макс}} \simeq 1800^{\circ}; B=1; \text{SO}_{2\text{ макс}} = 16,2\%.$$

Подсчитываем располагаемое тепло поступающего в котел газа по отношению к потенциальному теплу сжигаемого в печи серного колчедана по формуле (74), стр. 112.

Получаем следующие данные:

1. Котел работает на газе, отводимом от механизированной печи.

Подсчитываем коэффициент разбавления газа избыточным воздухом

$$h = \text{SO}_{2\text{ макс}} : \text{SO}_2 = 16,2 : 9 = 1,8.$$

Подсчитываем располагаемое тепло газа, поступающего в котел, в процентах по отношению к потенциальному теплу сжигаемого в механизированной печи колчедана

$$q = \frac{600}{1800} (0,88 + 0,8 \cdot 0,82) 100 = 51\%.$$

Аналогичным образом подсчитываем располагаемое тепло продуктов горения, отводимых из котла:

$$q_2 = \frac{350}{1800} (0,85 + 0,8 \cdot 0,80) 100 = 29\%.$$

Подсчитываем процент тепла, использованный в котле по отношению к потенциальному теплу сжигаемого в печи колчедана

$$q_1 = q - q_2 - q_3 = 51 - 29 - 0,05 \cdot 51 \simeq 19\%.$$

2. Котел работает на газе, отводимом от печи для обжига колчедана во взвешенном состоянии.

Подсчитываем коэффициент разбавления газа избыточным воздухом

$$h = 16,2 : 12 = 1,35.$$

Подсчитываем располагаемое тепло газа, поступающего в котел, в процентах по отношению к потенциальному теплу колчедана, сжигаемого во взвешенном состоянии:

$$q = \frac{900}{1800} (0,92 + 0,35 \cdot 0,84) 100 = 60\%.$$

Подсчитываем располагаемое тепло газа, отводимого из котла, в процентах к потенциальному теплу колчедана

$$q_2 = \frac{350}{1800} (0,85 + 0,35 \cdot 0,80) 100 = 22\%.$$

Подсчитываем количество тепла, использованное в котле, в процентах к потенциальному теплу колчедана, сжигаемого во взвешенном состоянии

$$q_1 = q - q_2 - q_5 = 60 - 22 - 0,05 \cdot 60 = 35\%.$$

Подсчет 4. В контактный аппарат сернокислотного завода поступает газ, полученный в печи для обжига серного колчедана следующего состава: SO_2 8%; O_2 10%, N_2 72%.

Подсчитать приблизительно, на сколько градусов повысится температура газа за счет экзотермичности процесса окисления сернистого ангидрида при прохождении газа через первый слой катализатора, если при этом реагирует 70% содержащегося в газе SO_2 ($K=70\%$).

Теплота окисления SO_2 в SO_3 равна 22 900 ккал/моль, или около 1000 ккал/нм³, прореагировавшего SO_2 (см. табл. 196).

Теплоемкость C разбавленных воздухом продуктов окисления можно принять округленно равной 0,35 ккал/нм³ · град.

$$\Delta t = \frac{Q \cdot \text{SO}_2 \cdot K}{100 \cdot 100 \cdot C} = \frac{1000 \cdot 8 \cdot 70}{100 \cdot 100 \cdot 0,35} = 160^\circ.$$

ПОДСЧЕТЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТОПЛИВА ПРИ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОМ (СТУПЕНЧАТОМ) ИСПОЛЬЗОВАНИИ ТЕПЛА И КОНДЕНСАЦИИ ВОДЯНОГО ПАРА, СОДЕРЖАЩЕГОСЯ В ПРОДУКТАХ ГОРЕНИЯ

ПОДСЧЕТЫ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕПЛА ПРОДУКТОВ ГОРЕНИЯ

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.

Подсчет 1. Печь-сушилка.

А. Раздельное использование тепла природного газа

Газ сжигают раздельно в технологической печи и в топке сушильной установки. Продукты горения, отводимые из печи и из сушилки выпускают в атмосферу.

а) Работа печи на природном газе. Состав продуктов горения, отводимых из печи: $\text{CO}_2=8,0$; $\text{O}_2=6,8$; $\text{N}_2=85,2\%$. Температура уходящих газов 800°C . Температура воздуха 20°C .

б) Работа сушилки на природном газе. Состав продуктов горения, отводимых из сушилки: $\text{CO}_2=1,0$; $\text{O}_2=19,2$; $\text{N}_2=79,8\%$. Температура уходящих газов 120°C . Температура воздуха 20°C .

Б. Последовательное — ступенчатое использование тепла

Природный газ сжигают в технологической печи. Отводимые из печи продукты горения используют в качестве сушильного агента в сушилке.

Состав продуктов горения: $\text{CO}_2=8,0$; $\text{O}_2=6,8$; $\text{N}_2=85,2\%$. Температура уходящих газов 120°C . Температура воздуха 20°C .

Требуется подсчитать потери тепла с уходящими газами при раздельном и комплексном-ступенчатом использовании тепла и определить коэффициент использования топлива — K . и. т.

Решение

А. Раздельное использование тепла природного газа [97]

Подсчитываем по формуле (120) и вспомогательной расчетной таблице 83 (стр. 192) потери тепла с уходящими газами.

а) Потери тепла с уходящими газами, отводимыми из печи

$$q_2 = 0,01 \cdot (t_{y.r} - t_b) Z = 0,01 (800 - 20) 6,05 = 47,0\%.$$

Следовательно, коэффициент использования топлива в печи при полноте сгорания равен (сравни стр. 197)

$$\text{к. и. т.} = 100 - q_2 = 100 - 47 = 53\%.$$

б) Потери тепла с уходящими газами, отводимыми из сушилки

$$q_2 = 0,01 (120 - 20) 38 = 38\%.$$

Коэффициент использования топлива в сушильной установке

$$\text{к. и. т.} = 100 - 38 = 62\%.$$

Б. 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

$$100 - 5,57 = 94,4\% \simeq 94\%.$$

Для сопоставления коэффициента использования топлива при комплексном и отдельных процессах следует оценить долю тепла, используемого в печи и сушилке.

При отсутствии разбавления продуктов горения воздухом по тракту комплексной установки соотношение коэффициентов использования топлива в печи и сушилке можно приближенно принять равным соотношению температурного перепада в печи и сушилке.

Калориметрическая температура горения природного газа с избытком воздуха, соответствующим содержанию в продуктах горения 8,0% — CO_2 , 6,8% — O_2 и 85,2% — N_2 равна 1540°C (см. табл. 81, стр. 189).

Следовательно, температурный перепад в печи (без учета потерь тепла в окружающую среду) равен

$$\Delta t = t_{\text{кал}} - t_{\text{у. г}} = 1540 - 800 = 740^\circ \text{C}.$$

Температурный перепад в сушилке равен

$$t_{\text{у. г}}^{\text{печи}} - t_{\text{у. г}}^{\text{сушилки}} = 800 - 120 = 680^\circ \text{C}.$$

Следовательно, из суммарного температурного перепада в установке, равного 1420°C , 740° или 52% приходится на долю печи, а 680°C или 48% на долю сушильной установки.

В этих условиях средний коэффициент использования топлива в комплексной установке $\simeq 94\%$ следует сопоставить с коэффициентом использования топлива в отдельно работающих установках с учетом доли использования тепла в печи (а) и сушилке комплексной установки (б).

$$\begin{aligned} \text{к. и. т.}^{\text{средн}} &= \text{к. и. т.}^{\text{печи}} \cdot a + \text{к. и. т.}^{\text{сушилки}} \cdot b = \\ &= 53 \cdot 0,52 + 62 \cdot 0,48 = 57\%. \end{aligned}$$

Подсчет 2. Паровой котел-сушилка.

А. Раздельное использование тепла природного газа

Газ сжигают раздельно в топках парового котла и сушильной установки. Продукты горения, отводимые из котла и сушильной установки выпускают в атмосферу.

а) Работа парового котла на природном газе. Состав продуктов горения, отводимых из котла: $\text{CO}_2=8,8$; $\text{O}_2=5,3$; $\text{N}_2=85,9\%$. Температура уходящих газов 250°C . Температура воздуха 30°C .

б) Работа сушилки на природном газе. Состав продуктов горения, отводимых из сушилки: $\text{CO}_2=1,2\%$; $\text{O}_2=18,9$; $\text{N}_2=79,9\%$. Температура уходящих газов 120°C . Температура воздуха 30°C .

Б. Последовательное — ступенчатое использование тепла

Природный газ сжигают в топке парового котла. Уходящие газы, отводимые из котла, используют в сушильной установке в качестве сушильного агента.

Состав продуктов горения: $\text{CO}_2=8,8$; $\text{O}_2=5,3$; $\text{N}_2=85,9\%$. Температура уходящих газов, отводимых из комплексной установки 120°C . Температура воздуха 30°C .

Следует подсчитать потери тепла с уходящими газами при раздельном и последовательном — ступенчатом использовании тепла природного газа и установить коэффициент использования топлива.

Решение

А. Раздельное использование тепла природного газа

Определяем потери тепла с уходящими газами по формуле 120 и расчетной табл. 83.

а) Потери тепла с уходящими газами, отводимыми из котельной установки

$$q_2 = 0,01 (t_{y,r} - t_a) Z = 0,01 (250 - 30) 5,17 = 11,48\%.$$

Коэффициент использования топлива в котле при полноте сгорания природного газа равен

$$\text{к. и. т.} = 100 - q_2 = 100 - 11,4 = 88,6\%.$$

б) Потери тепла с уходящими газами, отводимыми из сушильной установки

$$q_2 = 0,01 (120 - 30) 31,7 = 28,6\%.$$

Коэффициент использования топлива в сушильной установке

$$\text{к. и. т.} = 100 - 28,6 = 71,4\%.$$

Б. Комплексное — ступенчатое использование тепла

Потери тепла с уходящими газами, отводимыми из комплексной установки

$$q_2 = 0,01 (120 - 30) 5,17 = 4,65\%.$$

Коэффициент использования топлива в комплексной установке

$$\text{к. и. т.} = 100 - 4,65 \approx 95,3\%.$$

ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ПРИ КОНДЕНСАЦИИ ВОДЯНОГО ПАРА, СОДЕРЖАЩЕГОСЯ В ПРОДУКТАХ ГОРЕНИЯ

Теплотехнические расчеты обычно выполняют исходя из низшей теплотворной способности 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 горения топлива с высоким содержанием водорода или влаги ниже точки росы и частичным использованием тепла конденсации водяного пара использованное тепло может превышать низшую теплотворную способность топлива.

В этом случае кажущийся или видимый коэффициент полезного действия, подсчитанный по стандартной методике по отношению к низшей теплотворной способности топлива, может превышать 100% [25].

Т а б л и ц а 165.

Соотношение высшей и низшей теплотворной способности некоторых видов топлива

Топливо	Содержание в горючей массе H^1 , %	Содержание, %		Теплотворная способность, ккал/кг		Q_v, Q_n , %
		влага W^p	зола A^p	высшая (Q_v)	низшая (Q_n)	
Водород	100	0	0	3050 *	2580 *	118
Природный газ	25	0	0	9500 *	8500 *	111
Сжиженный газ	18	0	0	24000 *	22000 *	109
Бензин	15	0	0	11300	10500	108
Керосин	14	0	0	11050	10300	107
Мазут	11	3	0	10300	9700	106
Д р о в а						
горючая масса	6	0	0	4820	4500	107
рабочая масса	6	40	0,6	2870	2440	117
Т о р ф						
горючая масса	6	0	0	5560	5240	106
кусовой	6	40	7	2970	2560	116
фрезерный	6	50	6	2470	2030	121
Б у р ы й у г о л ь						
Челябинский						
горючая масса	5,2	0	0	7000	6720	104
рабочая масса	5,2	17	25	4030	3770	107
Подмосковный						
горючая масса	5,0	0	0	6500	6240	104
рабочая масса	5,0	33	23	2830	2510	113
Александровский						
горючая масса	6,0	0	0	6620	6300	105
рабочая масса	6,0	53	14	1970	1650	120
Каменный уголь						
Длиннопламенный						
горючая масса	5,5	0	0	7600	7300	104
рабочая масса	5,5	13	20	5120	4840	106
Тощий						
горючая масса	4,2	0	0	8500	8260	103
рабочая масса	4,2	5	15	6760	6550	104
А н т р а ц и т АС						
горючая масса	1,8	0	0	8070	7970	101
рабочая масса	1,8	5	13	6600	6500	102
Углерод	0	0	0	8100	8100	100

* Теплотворная способность топлива в ккал/нм³.

Истинный коэффициент полезного действия, подсчитанный по отношению к высшей теплотворной способности 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 нижней теплотворной способности различных видов топлива приведено в табл. 165.

Учет высшей теплотворной способности особенно актуален при использовании природного газа и других бессернистых видов топлива с высоким содержанием водорода или влаги [25].

Ниже приводится в качестве примера 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 рассмотрено применение за котлом также контактного экономайзера с частичным использованием теплоты конденсации водяного пара, содержащегося в продуктах горения природного газа.

Подсчет 3. Печь-котел — контактный экономайзер.

А. Раздельное использование тепла природного газа

Газ сжигают в технологической печи и в топке парового котла. Продукты горения, отводимые от печи и от котла, выпускают в атмосферу.

а) Работа печи на природном газе. Состав продуктов горения, отводимых из печи: $\text{CO}_2=10,2$; $\text{O}_2=2,8$; $\text{N}_2=87,0\%$. Температура уходящих газов 1000°C . Температура воздуха 30°C .

б) Работа котла на природном газе. Состав продуктов горения, отводимых из котла $\text{CO}_2=9,6$; $\text{O}_2=3,9$; $\text{N}_2=86,5\%$. Температура уходящих газов 200°C . Температура воздуха 30°C .

Б. Совместное ступенчатое использование тепла природного газа

Газ сжигают в технологической печи.

Продукты горения, 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.

Требуется подсчитать потери тепла с уходящими газами при раздельном и ступенчатом использовании тепла, а также установить в и д и м ы й и с т и н н ы й коэффициент использования топлива при конденсации 70% пара.

Решение

А. Раздельное использование тепла природного газа

Подсчет потерь тепла с уходящими газами по формуле 120 и вспомогательной табл. 83 (стр. 192).

1. Потери тепла с уходящими газами, отводимыми из печи:

$$q_2 = 0,01 (1000 - 30) 5,08 = 49,3\%,$$

$$\text{к. и. т.}^{\text{тепл}} = 100 - 49,3 = 50,7\%.$$

2. Потери тепла с уходящими газами, отводимыми из котельной установки:

$$q_2 = 0,01 (200 - 30) 4,84 = 8,2\%,$$

$$\text{к. и. т.}^{\text{котла}} = 100 - 8,2 = 91,8\%.$$

Б. Комплексное — ступенчатое использование тепла

Первая схема. Потери тепла с уходящими газами при использовании природного газа по комплексной схеме

$$q_2 = 0,01 (200 - 30) 4,60 = 7,8\%.$$

К. и. т. двухступенчатой комплексной установки

$$\text{к. и. т.} = 100 - 7,8 = 92,2\%.$$

2. *Вторая схема.* Потери тепла с уходящими газами при использовании природного газа по схеме с установкой контактного экономайзера

$$q_2 = 0,01 (40 - 30) 4,60 = 0,46 \text{ или } \approx 0,5\%.$$

Для подсчета теплоты конденсации водяного пара, содержащегося в продуктах горения природного газа в количестве около 2 м^3 на каждый м^3 сжигаемого газа, устанавливаем по табл. 165 (стр. 335) отношение высшей теплотворной способности природного газа, определяемой с учетом сгорания водорода, входящего в состав углеводородов природного газа, в воду и низшей теплотворной способности, подсчитываемой с учетом сгорания водорода в водяной пар.

Это соотношение для природного газа равно 111%. Следовательно, различие между высшей и низшей теплотворной способностью, соответствующее теплоте конденсации водяного пара, содержащегося в продуктах горения природного газа, равно 11% по отношению к низшей теплотворной способности газа.

Согласно условию, 70% водяного пара, содержащегося в продуктах горения природного газа, конденсируется в контактном экономайзере.

Следовательно, в контактном экономайзере улавливается дополнительно $11 \cdot 0,7 = 7,7\%$ тепла по отношению к низшей теплотворной способности сжигаемого газа.

В соответствии с этим коэффициент использования тепла природного газа по второй схеме комплексного использования тепла равен

$$\text{к. и. т.} = 100 - q_2 + q_{\text{конденсация}} = 100 - 0,5 + 7,7 = 107,2\%.$$

Истинный коэффициент использования топлива, подсчитанный исходя не из низшей, а из высшей теплотворной способности природного газа, т. е. с учетом сгорания водорода не в водяной пар, а в воду равен

$$\text{к. и. т.}^{\text{истинн}} = \text{к. и. т.} : \frac{Q_v}{Q_n} = 107,2 : 1,11 = 96\%.$$

Примечание. Опубликованные автором в 1949 г. результаты испытаний водогрейного котла ЭНИН-2-500, работающего на московском городском газе с видимым коэффициентом полезного действия 101—103% при осуществлении конденсации значительной части водяного пара, содержащегося в продуктах горения [25], оказались для того времени настолько неожиданными, что вызвали открытую дискуссию о котлах беспламенного горения, опубликованную в Известиях Академии наук СССР [37].

Ученый совет Энергетического института им. Г. М. Кржижановского с учетом материалов дискуссии констатировал правильность подсчета видимого к. п. д.

котла по отношению к низшей теплотворной способности газа 102%, что соответствует 92% по отношению к высшей теплотворной способности московского городского газа.

В последующие годы был сооружен ряд установок, работающих на газе с *в и д и м ы м* к. п. д. выше 100% по отношению к низшей теплотворной способности топлива [88, 89, 95].

Разобранный в подсчете 3 простой метод подсчета позволяет легко установить *в и д и м ы й* и истинный к. и. т. и к. п. д. установок, если известна доля водяного пара, конденсирующегося в установке при охлаждении продуктов горения ниже точки росы.

ПОДСЧЕТ ПОТЕРЬ ТЕПЛА С УХОДЯЩИМИ ГАЗАМИ И ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТОПЛИВА В КОНТАКТНЫХ ГАЗОВЫХ ЭКОНОМАЙЗЕРАХ

Подсчет потерь тепла с уходящими газами, необходимый для определения коэффициента использования топлива в контактных водонагревателях осуществляют по сложным формулам, требующим определения теплотворной способности топлива, объема продуктов горения и влагосодержания уходящих газов.

В качестве примера приводим формулу для подсчета потерь тепла с уходящими газами по отношению к высшей теплотворной способности сжигаемого топлива q_2^B

$$q_2^B = \frac{V_{c.r} \left[C_{c.r} \cdot t_{y.r} + \frac{d_{y.r} \cdot \gamma_{c.r}}{1000} \left(\frac{C_{H_2O}}{\gamma_{H_2O}} \cdot t_{y.r} + r \right) \right] - V_B \cdot C_B \cdot t_B}{Q_B} 100\% \quad (162)$$

где

$V_{c.r}$ — удельный объем сухих газов, $нм^3/нм^3$;

$C_{c.r}$ — теплоемкость сухих продуктов горения, $ккал/нм^3град$;

$t_{y.r}$ — температура уходящих газов;

$d_{y.r}$ — влагосодержание уходящих газов, $г/кг$;

$\gamma_{c.r}$ — плотность сухих газов, $кг/нм^3$;

C_{H_2O} — теплоемкость водяного пара, $ккал/нм^3град$;

γ_{H_2O} — плотность водяного пара, $кг/нм^3$;

r — теплота конденсации водяного пара, $ккал/кг$;

V_B — объем воздуха, $нм^3/нм^3$ газа;

C_B — теплоемкость воздуха, $ккал/нм^3град$;

t_B — температура воздуха, $^{\circ}C$.

Q_B — высшая теплотворная способность газа, $ккал/нм^3$.

Принимая коэффициент избытка воздуха перед контактным экономайзером $\alpha=1,3$ и подставляя значения теплоемкостей и скрытой теплоты испарения (конденсации), формуле (162) придают вид [88]

$$q_2^B = \frac{V_{c.r} \left[0,316 t_{y.r} + \frac{d_{y.r}}{1000} (0,6 t_{y.r} + 800) \right] - 0,31 V_B t_B}{Q_B} 100\% \quad (163)$$

В подсчете 3 (стр. 336) показан простой метод подсчета потерь тепла с уходящими газами и коэффициента использования тепла при установке контактных экономайзеров, если известна или задана доля конденсирующегося водяного пара. Б. В. Шанин создал на основе формулы автора (120, стр. 190) формулу, позволяющую подсчитать суммарные потери тепла с уходящими газами, включающие потери вследствие неполной конденсации водяного пара, содержащегося в продуктах горения природного газа,

$$q_2^B = 0,009 (t_{y.r} - t_B) Z' + q^{тп} \%, \quad (164)$$

где q^{yn} — потери тепла, обусловленные содержанием в уходящих газах несконденсировавшегося водяного пара.

Подсчет 4. Продукты горения природного газа отводятся из контактного водонагревателя с температурой 40°C . Состав уходящих газов: $\text{CO}_2=8,8$; $\text{O}_2=5,3$; $\text{N}_2=85,9\%$. Температура воздуха 20°C . Подсчитать потери тепла с уходящими газами по отношению к высшей теплотворной способности природного газа.

По формуле (164) и вспомогательной табл. 166

$$q_2^B = 0,046 (40 - 20) + 4,6 = 5,5\%.$$

Т а б л и ц а 166

Значения коэффициентов Z' и q^{yn}

$\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4$	$0,009 \cdot Z'$	q^{yn}				$\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4$	$0,009 \cdot Z'$	q^{yn}			
		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	4,1	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	4,8	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 $0-50^\circ\text{C}$ продуктов сгорания. Величина q^{yn} дана для продуктов сгорания с температурой: 30, 35, 40, 45°C .

Выполненный Б. В. Шаниным для сопоставления подсчет с учетом теплотворной способности газа, объемов продуктов сгорания и воздуха дал тот же результат, что и подсчет по упрощенной методике [89].

МАКСИМАЛЬНОЕ СОДЕРЖАНИЕ ВОДЯНОГО ПАРА В ПРОДУКТАХ ГОРЕНИЯ ГАЗООБРАЗНОГО ТОПЛИВА

Область применения упрощенных теплотехнических расчетов можно существенно расширить, используя наряду с величиной $\text{CO}_{2\text{ макс}}$ величину $\text{H}_2\text{O}_{\text{ макс}}$, т. е. величину максимального содержания водяного пара во влажных продуктах горения, или $\text{H}_2\text{O}'_{\text{ макс}}$ — величину максимального

содержания водяного пара в процентах по отношению к объему сухих продуктов горения [90]

$$H_2O'_{\text{макс}} = H_2O_{\text{макс}} \frac{V_{\Sigma}}{V_{\text{с.г}}} = H_2O_{\text{макс}} \frac{V_{H_2O} + V_{CO_2} + V_{N_2}}{V_{CO_2} + V_{N_2}} \%, \tag{165}$$

где

V_{Σ} — суммарный объем влажных продуктов полного горения в стехиометрическом количестве воздуха;

$V_{\text{с.г}}$ — объем сухих продуктов полного горения в стехиометрическом количестве воздуха, $\text{м}^3/\text{м}^3$.

В табл. 167 приведены значения $H_2O'_{\text{макс}}$ продуктов горения основных компонентов газообразного топлива, а также состав влажных продуктов горения и соотношение объемов сухих и влажных продуктов горения B .

В табл. 168 даны значения $H_2O'_{\text{макс}}$ продуктов горения важнейших видов газообразного топлива, а также данные о составе влажных продуктов горения, содержащих водяной пар, и соотношения объемов сухих и влажных продуктов горения — B .

Т а б л и ц а 167

Состав влажных продуктов горения (%) и значение величины $H_2O'_{\text{макс}}$ основных компонентов газообразного топлива

Компоненты	H ₂ O	CO ₂	N ₂	Отношение объемов сухих и влажных продуктов горения B	$H_2O'_{\text{макс}}, \%$
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					

Т а б л и ц а 168

Состав влажных продуктов горения (%) и значение величины $H_2O'_{\text{макс}}$ важнейших видов газообразного топлива

Газ	H ₂ O	CO ₂	N ₂	Отношение объемов сухих и влажных продуктов горения B	$H_2O'_{\text{макс}}, \%$
Природный	19	9,5	71,5	0,81	23,5
Нефтепромысловый	17	11,0	72,0	0,83	20,5
Сжиженный	15	12,0	73,0	0,85	17,7
Коксовый	23	8,0	69,0	0,77	30,0
Доменный	3	24,0	73,0	0,97	3,1

$\text{H}_2\text{O}_{\text{макс}}$ и $\text{H}_2\text{O}'_{\text{макс}}$ можно подсчитать также на основе величины B , т. е. соотношения объемов сухих и влажных продуктов горения

$$\text{H}_2\text{O}_{\text{макс}} = (1 - B) 100\%, \quad (166)$$

$$\text{H}_2\text{O}'_{\text{макс}} = \frac{(1 - B)}{B} 100\%. \quad (167)$$

С другой стороны, величину $\text{H}_2\text{O}'_{\text{макс}}$ можно установить не по составу сжигаемого газа или другого вида топлива, а по составу продуктов горения и содержанию в них водяного пара; содержание водяного пара в продуктах горения можно определить простым прибором (см. стр. 302).

Исходя из анализа продуктов горения, максимальное содержание водяного пара по отношению к объему сухих продуктов горения $\text{H}_2\text{O}'_{\text{макс}}$ можно подсчитать по формулам

$$\text{H}_2\text{O}'_{\text{макс}} = \text{H}_2\text{O} \cdot h\%, \quad (168)$$

$$\text{H}_2\text{O}'_{\text{макс}} = 1,25 \cdot W \cdot h\%, \quad (169)$$

где

H_2O — содержание водяного пара по отношению к объему сухих анализируемых продуктов горения, %;

h — коэффициент разбавления сухих продуктов горения

$$h = \frac{\text{CO}_2_{\text{макс}}}{\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4};$$

W — содержание влаги на литр сухих анализируемых продуктов горения, в г.

МЕТОДИКА ПОДСЧЕТА КОЭФФИЦИЕНТА ИЗБЫТКА ВОЗДУХА КИСЛОРОДА И КИСЛОРОДНО-АЗОТНЫХ СМЕСЕЙ

Коэффициентом избытка воздуха α_t называется отношение поступившего в топку объема воздуха к объему воздуха, необходимому для полного сгорания топлива.

Коэффициент избытка воздуха α_t можно определить, исходя из количества сжигаемого топлива и подаваемого воздуха. Для этого необходимо:

- 1) замерить количество сжигаемого топлива;
- 2) отобрать среднюю пробу топлива;
- 3) произвести технический и элементарный анализ твердого и жидкого топлива с целью определения содержания в нем углерода C^p , горючей серы S_r^p , водорода H^p и кислорода O^p , или полный анализ газообразного топлива с определением содержания в нем горючих компонентов: водорода, окиси углерода, метана и других углеводородов, сероводорода, а также кислорода;
- 4) подсчитать, исходя из количества сжигаемого топлива и его состава, необходимое для полного сгорания количество кислорода и воздуха;
- 5) замерить количество поступающего воздуха и подсчитать коэффициент избытка воздуха.

Такая методика подсчета, применяемая в некоторых случаях, например при испытании двигателей внутреннего сгорания, связана с необходимостью проведения ряда замеров и анализов, отличается большой трудоемкостью и вместе с тем не может претендовать на высокую точность вследствие неизбежных погрешностей при замере расхода воздуха и топлива, при отборе средней пробы топлива и его анализе¹.

Вследствие этого коэффициент избытка воздуха обычно подсчитывают по составу продуктов горения. При этом необходимо считаться с возможностью присосов воздуха по тракту котлоагрегата или печи.

В соответствии с этим различают коэффициент избытка воздуха в топке α_t и суммарный коэффициент избытка воздуха α_Σ , подсчитываемый по составу уходящих газов, отводимых в трубу.

При сжигании топлива в воздухе подсчет коэффициента избытка воздуха по составу сухих продуктов горения в соответствии с данными газового анализа можно произвести по нескольким формулам.

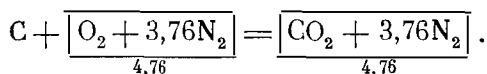
Наиболее просто подсчет ведется по кислородной формуле

$$\alpha = \frac{21}{21 - O_2} \quad (170)$$

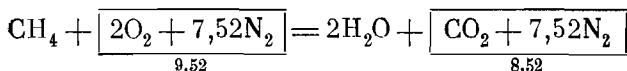
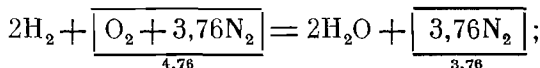
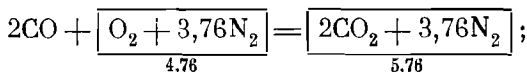
Однако кислородная формула позволяет получить точные результаты лишь в том случае, если объем сухих продуктов горения равен или мало

¹ Данные о допустимых погрешностях при проведении технического и элементарного анализов топлива приведены на стр. 19.

отличается от объема израсходованного воздуха, что имеет место при сжигании углерода и твердого топлива:



В некоторых случаях, например при горении газообразного топлива, объем сухих продуктов горения может значительно отличаться от объема израсходованного воздуха, как это видно из следующих примеров:



Особенно велико расхождение между объемами продуктов горения и воздуха при сжигании генераторного и доменного газов, содержащих значительное количество азота и двуокиси углерода, переходящих в продукты горения. Поэтому при сжигании газов с высоким содержанием балласта подсчет коэффициента избытка воздуха по кислородной формуле дает недостаточно точные данные.

Подсчет коэффициента избытка воздуха по данным газового анализа продуктов горения может быть произведен также по азотной формуле

$$\alpha = \frac{N_2}{N_2 - 3,76O_2}, \quad (171)$$

где

N_2 — содержание азота в сухих продуктах полного горения, %;
 $3,76 O_2$ — количество азота, перешедшее в продукты горения с избыточным кислородом.

При сжигании топлива, в котором азот практически отсутствует, содержащийся в продуктах горения азот поступает в них только из воздуха, и, следовательно, в числителе формулы указано все количество азота, содержащееся в продуктах горения, а в знаменателе — количество азота минус азот избыточного воздуха, т. е. азот, поступивший в продукты горения с воздухом, кислород которого израсходован на горение.

При наличии химической неполноты горения процентное содержание кислорода в знаменателе дроби должно быть уменьшено в соответствии с расходом кислорода на горение CO , H_2 и CH_4 , содержащихся в продуктах горения, и формула для подсчета коэффициента избытка воздуха приобретает вид

$$\alpha = \frac{N_2}{N_2 - 3,76(O_2 - 0,5CO - 0,5H_2 - 2CH_4)}. \quad (172)$$

При сжигании топлива с высоким содержанием азота, например генераторного или доменного газов, необходимо из количества азота, содержащегося в продуктах горения, вычесть азот, перешедший в них из сжигаемого топлива.

В соответствии с этим коэффициент избытка воздуха при полном сгорании газа можно подсчитать по формуле

$$\alpha = \frac{N_2 - \frac{N_2^{\text{газа}}}{V}}{N_2 - \frac{N_2^{\text{газа}}}{V} - 3,76O_2} \quad (173)$$

где

$N_2^{\text{газа}}$ — содержание азота в газообразном топливе, %;

V — объем сухих продуктов горения получаемый при сжигании 1 нм³ газа; подсчитывается по балансу углерода:

$$V = \frac{CH_4 + CO + CO_2 + 2C_2H_4 + 2C_2H_6}{CO'_2 + CO' + CH'_4}.$$

В числителе указано процентное содержание углеродсодержащих газов в горючем газе, а в знаменателе — в сухих продуктах горения.

При наличии в продуктах горения CO, H₂ и CH₄ подсчет коэффициента избытка воздуха может быть произведен по формуле

$$\alpha = \frac{N_2 - \frac{N_2^{\text{газа}}}{V}}{N_2 - \frac{N_2^{\text{газа}}}{V} - 3,76(O'_2 - 0,5CO' - 0,5H'_2 - 2CH'_4)} \quad (174)$$

Таким образом, подсчет коэффициента избытка воздуха по анализу продуктов горения газообразного топлива, содержащего азот, требует определения, наряду с составом продуктов горения, также состава сжигаемого газа.

Точность подсчета коэффициента избытка воздуха по приведенным формулам, естественно, ограничивается точностью газового анализа.

Принимая погрешность в определении содержания компонентов уходящих газов $\pm 0,1\%$ от объема сухих газов, получаем следующие значения возможной погрешности (в %) при подсчете коэффициента избытка воздуха по формулам:

Формула	Возможная погрешность
$\alpha = \frac{21}{21 - O_2}$	$\pm 0,5$
$\alpha = \frac{N_2}{N_2 - 3,76O_2}$	$\pm 0,5$
$\alpha = \frac{N_2 - \frac{N_2^{\text{газа}}}{V}}{N_2 - \frac{N_2^{\text{газа}}}{V} - 3,76O_2}$	$\pm 0,5$
$\alpha = \frac{N_2}{N_2 - 3,76(O_2 - 0,5CO - 0,5H_2 - 2CH_4)}$	± 1
$\alpha = \frac{N_2 - \frac{N_2^{\text{газа}}}{V}}{N_2 - \frac{N_2^{\text{газа}}}{V} - 3,76(O_2 - 0,5CO - 0,5H_2 - 2CH_4)}$	± 1

Следовательно, при подсчете коэффициента избытка воздуха по составу продуктов полного сгорания возможная погрешность в подсчете,

определяемая точностью газового анализа, равна $\pm 0,5\%$, а при подсчете α по составу продуктов неполного сгорания $\pm 1\%$.

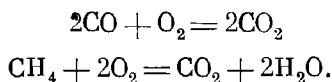
Указанное положение, как отмечалось выше, принадлежит к числу допущений, принятых при теплотехнических расчетах и показывающих необоснованность проведения подсчетов с точностью, превышающей точность определения объемов воздуха и продуктов горения. В последнее время в некоторых областях техники начинает применяться в большом масштабе работа на обогащенном кислороде дутье. Формула

$$\alpha = \frac{100}{100 - O_2} \quad (175)$$

при сжигании топлива в атмосфере кислорода справедлива лишь в тех случаях, когда объем сухих продуктов горения равен объему израсходованного на горение кислорода.

Однако при сжигании многих видов топлива, в особенности газообразного и жидкого, объем сухих продуктов горения сильно отличается от объема, расходуемого на горение кислорода.

Так, при сжигании на кислородном дутье окиси углерода при $\alpha=1$ объем сухих продуктов сгорания в два раза больше объема израсходованного кислорода, а при сжигании метана объем сухих продуктов сгорания в два раза меньше объема, израсходованного на горение кислорода:



Кроме того, при подсчете коэффициента избытка кислорода по кислородной формуле необходимо знать процентное содержание кислорода в азото-кислородной смеси, если процесс горения осуществляется в обогащенном кислороде воздухе.

Азотная формула

$$\alpha = \frac{N_2}{N_2 - 3,76O'_2},$$

естественно, не пригодна при работе на кислородном дутье.

При работе на обогащенном кислороде воздухе вместо величины 3,76 в формулу надлежит вводить иные значения соотношения азота и кислорода в смеси, для чего необходимо знать состав азото-кислородной смеси.

Для определения по анализу продуктов полного сгорания коэффициента избытка кислорода при сжигании топлива на кислородном дутье, на воздушном дутье и в азото-кислородных смесях с любым соотношением кислорода и азота можно применить [53] простую формулу

$$\alpha = \frac{O'_2 + nCO'_2}{nCO'_2}, \quad (176)$$

где

O'_2 — содержание кислорода в сухих продуктах горения, в %;
 CO'_2 — содержание двуокиси углерода в сухих продуктах горения, %;
 n — коэффициент, показывающий отношение объема, теоретически необходимого для горения кислорода к объему получаемой двуокиси углерода.

Подсчет по формуле (176) коэффициента избытка кислорода не требует определения содержания кислорода и азота в используемой для сжигания азото-кислородной смеси. Эту формулу можно применять для определения коэффициента избытка кислорода и воздуха при сжигании топлива в атмосфере кислорода, технического кислорода, содержащего азот, атмосферного воздуха и воздуха, обогащенного или обедненного кисло-

родом. Значения n для различных видов газообразного, жидкого и твердого топлива приведены в табл. 169—171, из которых видно, что для некоторых видов топлива значения n могут быть приняты постоянными. Так, например, для каменных углей $n=1,15 \pm 0,03$.

Ниже приводятся подсчеты коэффициента избытка кислорода по формуле (176) и по составу сжигаемого топлива.

1. Состав городского газа с высоким содержанием природного газа (в %):

CH ₄	88,61	H ₂	0,98
CO ₂	0,53	O ₂	1,24
CO	0,24	N ₂	8,40

Расход кислорода на горение 100 нм³ газа:

$$2\text{CH}_4 + 0,5\text{CO} + 0,5\text{H}_2 - \text{O}_2 = 177,22 + 0,12 + 0,49 - 1,24 = 176,6 \text{ нм}^3.$$

Объем двуокиси углерода, образующейся при сжигании 100 нм³ газа:

$$\text{CH}_4 + \text{CO}_2 + \text{CO} = 88,61 + 0,53 + 0,24 = 89,38 \text{ нм}^3.$$

Задаемся $\alpha=1,10$.

При сжигании газа с коэффициентом избытка кислорода 1,1 образуются продукты горения, содержащие 89,38 нм³ CO₂ и 17,66 нм³ O₂, т. е. состоящие из 83,5% CO₂ и 16,5% O₂.

Таблица 169

Значения n для различных видов газообразного топлива

Наименование топлива	Наименование топлива
Горючие газы	
Метан	2,0
Пропан	1,67
Бутан	1,625
Ацетилен	1,25
Окись углерода	0,5
Газы с малым содержанием азота	
Коксовый газ очищенный	2,28
Коксовый газ неочищенный	2,20
Природный газ	2,00
Нефтепромысловые газы:	
Небитдаг	1,87
Азнефть	1,86
Грознефть	1,82
Ишимбаево 1,75	
Нефтезаводский газ 1,75	
Сжиженный газ 1,65	
Газы с высоким содержанием азота	
Генераторные газы из:	
подмосковного угля	0,75
газового угля	0,75
торфа	0,73
древесины	0,73
челябинского угля	0,70
кокса	0,65
антрацита	0,64
Доменный газ	0,41

Подсчет коэффициента избытка кислорода по формуле (176), принимая значение n для природного газа равным 2 (табл. 169), дает следующий результат:

$$\alpha = \frac{\text{O}_2 + n\text{CO}_2}{n\text{CO}_2} = \frac{16,5 + 2 \cdot 83,5}{2 \cdot 83,5} = \frac{16,5 + 167}{167} = \frac{183,5}{167} = 1,10.$$

Результаты подсчета коэффициента избытка кислорода по предложенной формуле (176) хорошо совпадают с подсчитанным по составу газа из-

бытком кислорода. Подсчет по кислородной формуле (175) дает, как и следовало ожидать, неприемлемый результат:

$$\alpha = \frac{100}{100 - O_2} = \frac{100}{100 - 16,5} = 1,20. \quad (175)$$

При сжигании 100 нм³ того же газа в воздухе с коэффициентом избытка воздуха $\alpha=1,1$ получаем следующий объем и процентный состав сухих продуктов горения (в %):

CO ₂ — 89,38 нм ³ — 10,6
O ₂ — 17,66 » — 2,1
N ₂ — 730,00 » — 87,3

$$\sum 837 \text{ нм}^3 - 100\%$$

Подсчет α по предложенной формуле

$$\alpha = \frac{O_2 + nCO_2}{nCO_2} = \frac{2,1 + 2 \cdot 10,6}{2 \cdot 10,6} = \frac{23,3}{21,2} = 1,10.$$

2. Состав сжигаемого сжиженного газа (в объемн. %):

C ₂ H ₄	0,8	C ₄ H ₁₀	2,6
C ₂ H ₆	16,0	C ₅ H ₁₂	0,3
C ₃ H ₈	14,4	O ₂	0,5
C ₃ H ₈	63,4	N ₂	1,8
C ₄ H ₈	0,2		

Расход кислорода на горение 100 нм³ газа равен 460,4 нм³.

Объем получаемой двуокиси углерода равен 279,7 нм³.

Задаемся $\alpha=1,15$.

При сжигании газа с избытком кислорода 15% в продуктах горения содержится

$$460,4 \cdot 0,15 = 69,0 \text{ нм}^3 \text{ кислорода.}$$

Продукты горения в этом случае содержат 80,3% CO₂ и 19,7 O₂.

Коэффициент n для сжиженного газа по табл. 169 равен 1,65.

Коэффициент избытка кислорода по формуле

$$\alpha = \frac{O_2 + nCO_2}{nCO_2} = \frac{19,7 + 1,65 \cdot 80,3}{1,65 \cdot 80,3} = \frac{19,7 + 133}{133} = \frac{152,7}{133} = 1,15.$$

3. Сжигается малосернистый мазут в воздухе с коэффициентом избытка воздуха $\alpha=1,2$. Состав мазута (в вес. %):

C ^p	85,0	OP + N ^p	0,8
H ^p	10,3	A ^p	0,2
S ^p	0,7	W ^p	3,0

Сухие продукты сгорания 1 кг мазута при коэффициенте избытка воздуха, равном 1,2, состоят из

1,59 нм ³ RO ₂
0,43 » O ₂
9,80 » N ₂
11,82 нм ³

Состав сухих продуктов горения (в объемн. %).

RO ₂	13,46
O ₂	3,64
N ₂	82,90

Величина n для малосернистого мазута по табл. 170 равна 1,35.

$$\alpha = \frac{3,64 + 1,35 \cdot 13,46}{1,35 \cdot 13,46} = \frac{3,64 + 18,15}{18,15} = 1,20.$$

Т а б л и ц а 170

Значения n для различных видов
жидкого топлива

Наименование топлива	Значение n
Бензин	1,52
Керосин	1,48
Мазут сернистый	1,40
Мазут малосернистый	1,35
Бензол	1,25

4. Сжигается кокс в воздухе при $\alpha=1,3$. Состав кокса (в %):

С ^p	70,7	S ^p	1,7
H ^p	0,4	A ^p	10,0
O ^p	1,3	W ^p	15,0
N ^p	0,9		

Сухие продукты горения кокса при коэффициенте избытка воздуха, равном 1,3, состоят из:

$$\begin{aligned} &1,33 \text{ нм}^3 \text{ RO}_2 \\ &6,57 \text{ » } \text{N}_2 \\ &0,42 \text{ » } \text{O}_2 \end{aligned}$$

Состав сухих продуктов горения (в объемн. %):

$$\begin{aligned} \text{RO}_2 &- 16,0 \\ \text{O}_2 &- 5,05 \\ \text{N}_2 &- 78,95 \end{aligned}$$

Величина n для кокса по табл. 171 равна 1,05

$$\alpha = \frac{5,05 + 1,05 \cdot 16}{1,05 \cdot 16} = \frac{21,85}{16,8} = 1,3.$$

При неполном сгорании формула для подсчета коэффициента избытка кислорода приобретает вид

$$\alpha = \frac{\text{O}'_2 - (0,5\text{CO}' + 0,5\text{H}'_2 + 2\text{CH}'_4) + n(\text{CO}'_2 + \text{CO}' + \text{CH}'_4)}{n(\text{CO}'_2 + \text{CO}' + \text{CH}'_4)}. \quad (177)$$

5. Сжигается метан с коэффициентом избытка кислорода, равным 0,625, по уравнению



Сухие продукты горения состоят из:

$$\begin{aligned} \text{CO}_2 &- 50 \text{ нм}^3 \text{ } 25\% \\ \text{CO} &- 50 \text{ » } 25\% \\ \text{H}_2 &- 100 \text{ » } 50\% \end{aligned}$$

Значения n для различных видов твердого топлива

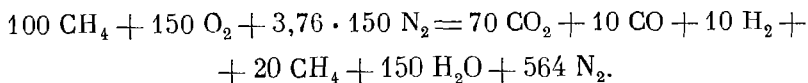
Наименование топлива	Значение n	Наименование топлива	Значение n
Углерод	1,00	Уральские:	
Коке	1,05	богословский	1,16
А н т р а ц и т		челябинский	1,11
Донецкий	1,05	Читинские:	
Егоршинский	1,10	тарбагатайский	1,11
Каменный уголь		арабогарский	1,10
Толчий:		халартинский	1,06
донецкий	1,13	Амурские:	
кузнецкий	1,12	кивдинский	1,06
Паровичный жирный:		райчихинский	1,04
донецкий	1,15	Приморские:	
карагандинский	1,15	артемовский	1,13
киселовский	1,18	тавричанский	1,13
ткварчельский	1,16	Украинские:	
Газовый:		александрийский	1,16
донецкий	1,15	Узбекские:	
кузнецкий (ленинский)	1,16	ангренский	1,06
уральский (буланашский)	1,14	Киргизские:	
грузинский (тквибульский)	1,16	кизыл-кйский	1,09
Длиннопламенный:		сулюктинский	1,07
донецкий	1,15	Таджикские:	
минусинский	1,14	шурабский	1,05
черемховский	1,15	Т о р ф	
Бурый уголь		Кусковой	1,09
Подмосковный	1,10	Фрезерный	1,09
		Д р о в а :	1,03

Величина n для метана равна 2 (см. табл. 170). По формуле (177)

$$\alpha = \frac{2(\text{CO}_2 + \text{CO}) - 0,5(\text{CO} + \text{H}_2)}{2(\text{CO}_2 + \text{CO})} = \frac{2(25 + 25) - 0,5(25 + 50)}{2(25 + 25)} =$$

$$= \frac{100 - 37,5}{100} = 0,625.$$

6. Сжигается метан в воздухе с коэффициентом избытка воздуха α , равным 0,75, по уравнению



Сухие продукты горения состоят (в %):

CO ₂ — 70 м ³	10,4
CO — 10 »	1,5
H ₂ — 10 »	1,5
CH ₄ — 20 »	3,0
N ₂ — 564 »	83,6
674	100,0

По формуле (177)

$$\alpha = \frac{2(10,4 + 1,5 + 3,0) - (0,75 + 0,75 + 6,0)}{2(10,4 + 1,5 + 3,0)} = 0,75.$$

7. Сжигается природный газ следующего состава (в %):

CH_4 — 96,35; C_2H_6 — 0,41; CO — 0,10;

H_2 — 0,47; CO_2 — 0,21; N_2 — 2,46.

Состав сухих продуктов горения приведен в табл. 172.

Т а б л и ц а 172

Состав продуктов горения

Состав в %	Номер испытаний			
	1	2	3	4
CO_2	8,00	10,75	10,85	8,05
O_2	7,00	1,20	1,50	0,70
CO	0,10	0,00	0,00	4,50
H_2	0,55	0,00	0,45	4,40
CH_4	0,00	0,20	0,35	0,60
N_2	84,35	87,85	86,85	81,75
	100,0	100,0	100,0	100,0

Подсчет коэффициента избытка воздуха по формуле (177) дает

$$1) \alpha = \frac{2(8,00 + 0,10) + 7,00 - 0,5(0,10 + 0,55)}{2(8,00 + 0,10)} = 1,41;$$

$$2) \alpha = \frac{2(10,75 + 0,20) + 1,20 - 2 \cdot 0,20}{2(10,75 + 0,20)} = 1,04;$$

$$3) \alpha = \frac{2(10,85 + 0,35) + 1,50 - (0,5 \cdot 0,45 + 2 \cdot 0,35)}{2(10,85 + 0,35)} = 1,02;$$

$$4) \alpha = \frac{2(8,05 + 4,50 + 0,60) + 0,70 - (0,5 \cdot 4,50 + 0,5 \cdot 4,40 + 2 \cdot 0,60)}{2(8,05 + 4,50 + 0,60)} = 0,81.$$

Инженеры Э. Г. Клейнфельдер и Я. М. Щелоков построили по формуле (177) номограмму для определения избытка воздуха при совместном сжигании различных видов топлива [76].

ПОДСЧЕТ КОЭФФИЦИЕНТА ИЗБЫТКА ВОЗДУХА ПО КОЭФФИЦИЕНТУ РАЗБАВЛЕНИЯ ПРОДУКТОВ ГОРЕНИЯ

Взаимосвязь коэффициентов избытка воздуха (α) и разбавления сухих продуктов сгорания (h) была установлена в гл. I (стр. 74):

$$h - 1 = (\alpha - 1) \frac{V_{\text{в}}^{\circ}}{V_{\text{с.г.}}^{\circ}},$$

где

$V_{\text{в}}^{\circ}$ — объем воздуха, необходимый для сгорания топлива;
 $V_{\text{с.г.}}^{\circ}$ — объем сухих продуктов полного сгорания в теоретически необходимом количестве воздуха. Отсюда

$$\alpha - 1 = (h - 1) \frac{V_{\text{с.г.}}^{\circ}}{V_{\text{в}}^{\circ}}. \quad (178)$$

Следовательно, коэффициент избытка воздуха можно подсчитать по коэффициенту разбавления сухих продуктов сгорания по формуле:

$$\alpha = 1 + (h - 1) \frac{V_{\text{с.г.}}^{\circ}}{V_{\text{в}}^{\circ}}. \quad (179)$$

Обозначим Y — отношение теоретического объема сухих продуктов сгорания и объема воздуха, необходимого для полного сгорания

$$V_{\text{с.г.}}^{\circ} : V_{\text{в}}^{\circ} = Y,$$

тогда формула (179) приобретает следующий вид:

$$\alpha = 1 + (h - 1) Y. \quad (180)$$

Величина Y для определенных видов топлива испытывает весьма малые колебания. Значения Y для основных видов топлива приведены в табл. 173.

Заменив в формуле (180) величину h отношением $\text{CO}_{2\text{макс}} : \text{CO}_2$ (или $\text{RO}_{2\text{макс}} : \text{RO}_2$), можно подсчитать α по $\text{CO}_{2\text{макс}}$ топлива и содержанию CO_2 в продуктах полного сгорания.

Подсчет. В продуктах полного сгорания природного газа содержится 8,0% CO_2 . Подсчитать коэффициент разбавления сухих продуктов сгорания h и коэффициент избытка воздуха α .

1. $\text{CO}_{2\text{макс}}$ природного газа 11,8%.
2. $h = \text{CO}_{2\text{макс}} : \text{CO}_2 = 11,8 : 8,0 = 1,47$.
3. Y природного газа 0,90 (табл. 173).
4. $\alpha = 1 + (h - 1) Y = 1 + 0,47 \cdot 0,9 = 1,43$.

Значения величины Y и $RO_{2\text{ макс}}$ для различных видов топлива

Наименование жидкого и твердого топлива	Y	$RO_{2\text{ макс}}^{\circ}/_{\text{го}}$	Наименование газа	Y	$RO_{2\text{ макс}}^{\circ}/_{\text{го}}$
Дрова	1,00	20,5	Природный	0,90	11,8
Торф	0,99	19,5	Нефтепромысловый	0,91	13
Бурый уголь	0,98	19,5	Нефтезаводский	0,91	13
Каменный уголь	0,98	18,7	Сжиженный	0,92	14
Антрацит	0,99	20,2	Коксовый	0,90	10,5
Кокс	0,99	20,7	Водяной	1,03	21
Сланцы	0,98	18,7	Генераторный (из древе- сины или из торфа) . .	1,4	20
Мазут	0,95	16,5	Генераторный (из угля) .	1,5	20
Керосин	0,94	15,3	Доменный	1,7	25
Бензин	0,93	14,8			

В свою очередь коэффициент разбавления сухих продуктов сгорания h можно подсчитать, если коэффициент избытка воздуха α задан:

$$h = 1 + (\alpha - 1) \frac{V_{\text{в}}^{\circ}}{V_{\text{с.г.}}^{\circ}}, \quad (181)$$

$$h = 1 + \frac{(\alpha - 1)}{Y}. \quad (182)$$

На основании упрощенной методики теплотехнических расчетов, опубликованной в предыдущих изданиях книги, канд. техн. наук А. А. Шатиль разработал метод определения коэффициента избытка воздуха при многоступенчатом сжигании природного газа и жидкого топлива [63, 64].

Выведенные им формулы предназначены для расчета камер горения мощных газотурбинных и парогазовых установок. Они представляют интерес также для расчетов, связанных с двуступенчатым сжиганием газа и других видов топлива в промышленной теплоэнергетике.

ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ПРИ РАБОТЕ НА ОБОГАЩЕННОМ КИСЛОРОДОМ ВОЗДУХЕ

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.

Ниже приводится методика теплотехнических расчетов, которая не требует определения содержания кислорода в дутье. Она основана лишь на анализе продуктов горения и замере их температуры. Задача решается с учетом сжигания природного газа, однако ту же методику можно применить и при сжигании других видов топлива [68].

ПОДСЧЕТ РАСПОЛАГАЕМОГО ТЕПЛА ПРОДУКТОВ ГОРЕНИЯ

Располагаемое тепло продуктов горения и потери тепла с уходящими газами можно определить по формуле (65, стр. 109) или по формуле

$$q_2 = \frac{V_{с.г.} [CO_2 \cdot C_{CO_2} + CH_4 \cdot C_{CH_4} + (N_2 + O_2 + CO + H_2) \cdot C_{N_2} + H_2O \cdot C_{H_2O}] \cdot t}{Q_n}, \quad (183)$$

где

$V_{с.г.}$ — объем сухих продуктов горения, подсчитанный по их составу; $CO_2, CO, CH_4, H_2, O_2, N_2$ — состав сухих продуктов горения по данным газового анализа, %;

H_2O — объем водяного пара, содержащегося в продуктах горения, подсчитывается по составу сухих продуктов горения; $C_{CO_2}, C_{CH_4}, C_{N_2}, C_{H_2O}$ — 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_n — низшая теплотворная способность природного газа, $ккал/нм^3$.
Для сухого природного газа с высоким содержанием метана $V_{с.г.} = 100 : (CO_2 + CO + CH_4)$ $нм^3/нм^3$ природного газа; $H_2O = = 2(CO_2 + CO) - H_2$, % по отношению к объему сухих продуктов горения.

ПОДСЧЕТ ПОТЕРЬ ТЕПЛА ВСЛЕДСТВИЕ ХИМИЧЕСКОЙ НЕПОЛНОТЫ ГОРЕНИЯ

Потери тепла вследствие химической неполноты горения можно определить по формуле (86, стр. 148) или по формуле

$$q_3 = \frac{V_{с.г.} (30 CO + 25 H_2 + 85 CH_4) 100}{Q} \%, \quad (184)$$

а также по формуле (87) или по формуле

$$q_3 = \frac{(30 \text{ CO} + 25 \text{ H}_2 + 85 \text{ CН}_4) \cdot h \cdot 100}{p} \text{ } \%, \quad (185)$$

где

h — коэффициент отклонения объема сухих продуктов горения от теоретического: $h = \text{CO}_{2\text{макс}} : (\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CН}_4)^0 / \%$ [по формуле (39)];

p — количество тепла, выделяемое при полном сгорании газа в теоретических условиях на 1 м^3 сухих продуктов горения, ккал/м^3 .

При обогащении дутья кислородом величины h в числителе и p в знаменателе возрастают в одинаковой степени. Поэтому формула (185) справедлива при использовании обогащенного кислородом воздуха без внесения поправки на изменение величин $\text{CO}_{2\text{макс}}$ и p при обогащении дутья.

Значения величин $\text{CO}_{2\text{макс}}$ 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. Поэтому при работе на газе, состав и теплотворная способность которого не являются постоянными, удобно пользоваться формулой (185).

ПОДСЧЕТ КОЭФФИЦИЕНТА РАСХОДА ВОЗДУХА

Коэффициент расхода атмосферного воздуха, кислорода и воздуха, обогащенного кислородом, при полноте сгорания можно подсчитать по формуле (176), а при неполноте сгорания по формуле (177) (гл. XXIV).

При работе на природном газе эти формулы приобретают следующий вид:

$$\alpha = (2 \text{ CO}_2 + \text{O}_2) : 2 \text{ CO}_2, \quad (186)$$

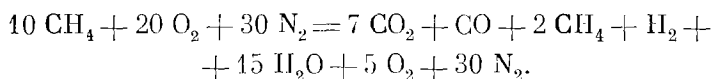
$$\alpha = \frac{2 \text{ CO}_2 + \text{O}_2 + 1,5 \text{ CO} - 0,5 \text{ H}_2}{2 (\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CН}_4)}, \quad (187)$$

где CO_2 , O_2 , CO , H_2 и CН_4 — содержание соответствующих компонентов в продуктах горения природного газа, объемн. %.

Необходимо отметить, что теплотехнические константы продуктов горения природных газов различного состава с колеблющейся теплотой сгорания практически остаются постоянными. Жаропроизводительность, теплота сгорания, отнесенная в 1 м^3 сухих продуктов горения, отношение объемов влажных и сухих продуктов горения и теплоемкость продуктов горения природного газа основных месторождений СССР практически однозначно определяются теплотехническими характеристиками метана (см. гл. VIII, стр. 186). Это в значительной степени облегчает проведение теплотехнических расчетов, основанных не на теплотворной способности газа, а на обобщенных константах продуктов горения.

Поясним методику подсчета потерь тепла (с уходящими газами и вследствие химической неполноты горения) и коэффициента расхода обогащенного кислородом воздуха на следующих примерных подсчетах.

Подсчет 1. Природный газ сгорает в воздухе, обогащенном до 40% кислородом по уравнению:



Зная содержание кислорода в дутье, по заданному уравнению горения нетрудно установить, что:

1) коэффициент расхода обогащенного кислородом воздуха равен единице, так как на 1 объем метана расходуется 2 объема кислорода;

2) располагаемое тепло продуктов горения при определенной температуре, например при 1000° , равно 28% по отношению к теплотворной способности газа ¹

$$q_2 = \frac{[7 \cdot 0,53 + 2 \cdot 0,65 + (30 + 5 + 1 + 1) 0,34 + 15 \cdot 0,41] 1000 \cdot 100}{10 \cdot 8500} = \frac{2374}{85} = 28\%;$$

3) Потери тепла вследствие химической неполноты горения, исходя из объемов CH_4 , CO и H_2 и их теплотворной способности, равны 26,5%:

$$q_3 = \frac{(3000 + 2500 + 2 \cdot 8500) 100}{10 \cdot 8500} = \frac{2250}{85} = 26,5\%.$$

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 горения по данным газового анализа следующий: CO_2 15,3%; CO 2,2%; CH_4 4,3%; H_2 2,2%; O_2 10,8%; N_2 65,2%.

Коэффициент расхода обогащенного кислородом воздуха по формуле (187):

$$\alpha = \frac{2 \cdot 15,8 + 10,8 + 1,5 \cdot 2,2 - 0,5 \cdot 2,2}{2(15,3 + 2,2 + 4,3)} = 1.$$

Объем сухих продуктов горения по формуле (118) равен:

$$V_{\text{с.г.}} = 100 : (15,3 + 2,2 + 4,3) = 4,6 \text{ нм}^3/\text{нм}^3 \text{ газа.}$$

Объем водяного пара, содержащегося в продуктах горения (в % к объему сухих продуктов горения), по уравнению (118а) равен:

$$\text{H}_2\text{O} = 2(15,3 + 2,2) - 2,2 = 32,8\%.$$

Располагаемое тепло продуктов горения при температуре 1000° по формуле (183) равно:

$$q_2 = \frac{4,6 [15,3 \cdot 0,53 + 4,3 \cdot 0,65 + (65,2 + 10,8 + 2,2 + 2,2) \cdot 0,34 + 32,8 \cdot 0,41] 1000}{8500} = 28,0\%.$$

Потери тепла вследствие химической неполноты горения по формуле (184) 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 (185) потери тепла вследствие химической неполноты горения также равны:

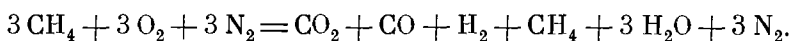
$$q_3 = \frac{0,54 (30 \cdot 2,2 + 25 \cdot 2,2 + 85 \cdot 4,3) 100}{1000} = 26,5\%.$$

где 0,54 — коэффициент отклонения объема сухих продуктов горения от теоретического, подсчитанный по формуле (39):

$$h = 11,8 : (15,3 + 2,2 + 4,3) = 0,54.$$

¹ 0,53; 0,65; 0,34; 0,41 — округленные теплоемкости CO_2 , CH_4 , двухатомных газов и H_2O (см. стр. 388).

Подсчет 2. Природный газ сгорает в обогащенном до 50% кислорода воздухе по уравнению:



Определяем коэффициент расхода воздуха и потери тепла вследствие химической неполноты горения, пользуясь только данными о составе сухих продуктов горения по результатам газового анализа (в %):

$$\text{CO}_2 = 14,3; \text{CO} = 14,3; \text{H}_2 = 14,3; \text{CH}_4 = 14,3; \text{H}_2\text{O} = 42,8.$$

Коэффициент расхода обогащенного воздуха по формуле (187)

$$\alpha = \frac{2 \cdot 14,3 + 1,5 \cdot 14,3 + 0,5 \cdot 14,3}{2(14,3 + 14,3 + 14,3)} = 0,5.$$

Коэффициент отклонения объема сухих продуктов горения от теоретического определяем по формуле (39)

$$h = 11,8 : (14,3 + 14,3 + 14,3) = 0,276.$$

Потери тепла вследствие химической неполноты горения подсчитываем по формуле (185):

$$q_3 = \frac{0,276(30 \cdot 14,3 + 25 \cdot 14,3 + 85 \cdot 14,3)}{1000} \cdot 100 = 55 \%.$$

Результат подсчета совпадает с определением потерь тепла на основании заданного уравнения неполного сгорания газа.

ПОДСЧЕТ ВЕЛИЧИНЫ $\text{CO}_{2\text{макс}}$ И СОДЕРЖАНИЯ КИСЛОРОДА В ОБОГАЩЕННОМ ВОЗДУХЕ ПО СОСТАВУ ПРОДУКТОВ ПОЛНОГО СГОРАНИЯ

Величину $\text{CO}_{2\text{макс}}$ при работе на обогащенном кислородом воздухе и содержание кислорода в обогащенном воздухе с учетом его смешения с атмосферным, если это имеет место, можно подсчитать, исходя из состава продуктов полного сгорания, по формуле

$$\text{CO}_{2\text{макс}} = 100\text{CO}_2 : (100 - X \text{ O}_2), \%, \quad (188)$$

где

$\text{CO}_{2\text{макс}}$ — максимальное содержание CO_2 в продуктах полного сгорания с учетом обогащения воздуха кислородом, %;

X — соотношение объемов обогащенного воздуха и кислорода с учетом смешения с атмосферным воздухом;

CO_2 и O_2 — содержание двуокиси углерода и кислорода в продуктах полного сгорания с применением обогащенного воздуха по данным газового анализа, %.

Поскольку в формулу (188) входят два неизвестных $\text{CO}_{2\text{макс}}$ 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 кислородном дутье следующие (в %):

$$\text{CO}_2 = 20,0; \text{O}_2 = 20,0; \text{N}_2 = 60,0;$$

$$\text{CO}_2 = 19,2; \text{O}_2 = 21,2; \text{N}_2 = 59,6.$$

На основании первого анализа продуктов горения

$$\text{CO}_{2\text{макс}} = 2000 : (100 - 20 X),$$

а на основании второго

$$\text{CO}_{2\text{макс}} = 1920 : (100 - 21,2 X).$$

Отсюда

$$2000 : (100 - 20 X) = 1920 : (100 - 21,2 X)$$

$$\text{и } 200\,000 - 42\,400 X = 192\,000 - 38\,400 X.$$

Следовательно, $X = 8000 : 4000 = 2$.

Фактическое содержание кислорода в обогащенном воздухе составляет

$$100 : X = 100 : 2 = 50\%.$$

$$\text{CO}_{2\text{макс}} = 2000 : (100 - 20 X) = 33,3\%$$

или

$$\text{CO}_{2\text{макс}} = 1920 : (100 - 21,2 X) = 33,3\%.$$

Взаимосвязь величин X , $\text{CO}_{2\text{макс}}$ и содержания кислорода в воздухе при сжигании природного газа приведена в табл. 174. При отношении объемов воздуха и кислорода, равном 2,0 (как это имело место в выполненном расчете), содержание кислорода в дутье равно 50% и $\text{CO}_{2\text{макс}} = 33,3\%$ (выделено в таблице).

Таблица 174

Значения величины $\text{CO}_{2\text{макс}}$ природного газа при работе на обогащенном кислородом воздухе

Содержание кислорода в дутье, %	Отношение объемов воздуха и кислорода, X	$\text{CO}_{2\text{макс}}$, %	Содержание кислорода в дутье, %	Отношение объемов воздуха и кислорода, X	$\text{CO}_{2\text{макс}}$, %
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			

ПОДСЧЕТ ОСНОВНЫХ СТАТЕЙ ТЕПЛОВОГО БАЛАНСА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УСТАНОВОК ПРИ ВЫДЕЛЕНИИ ИЗ ОБРАБАТЫВАЕМОГО МАТЕРИАЛА УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА И ВОДЯНОГО ПАРА

В цементных, стекловаренных, известковообжигательных и иных технологических печах выделяется значительное количество углекислого газа в результате декарбонизации перерабатываемого материала.

В соответствии с этим содержание CO_2 в продуктах горения, определяемое в процессе газового анализа, соответствует не CO_2 , образующейся при горении топлива ($\text{CO}_2^{\text{гор}}$), а сумме CO_2^{Σ} , образующейся в процессе горения и декарбонизации шихты:

$$\text{CO}_2^{\Sigma} = \text{CO}_2^{\text{гор}} + \text{CO}_2^{\text{карб}}. \quad (189)$$

При подсчете располагаемого тепла продуктов горения, потерь тепла с уходящими газами и вследствие химической неполноты горения учитывается коэффициент разбавления сухих продуктов горения h , для определения которого необходимо располагать данными о величине $\text{CO}_2^{\text{гор}}$.

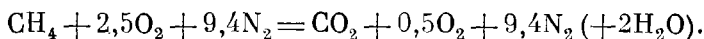
Ниже излагается методика подсчета $\text{CO}_2^{\text{гор}}$ по данным газового анализа продуктов горения, содержащих $\text{CO}_2^{\text{карб}}$ [70].

При полноте сгорания топлива содержание $\text{CO}_2^{\text{гор}}$ и O_2 в продуктах горения взаимосвязано. Содержание CO_2 в продуктах горения различных видов топлива, в зависимости от содержания в них O_2 , приведено в таблицах глав VIII—XV и XXVIII.

В соответствии с этим, определяя путем газового анализа содержание в продуктах горения CO_2^{Σ} и O_2 , можно установить:

- а) по содержанию в продуктах горения O_2 величину $\text{CO}_2^{\text{гор}}$;
- б) затем по разности $\text{CO}_2^{\Sigma} - \text{CO}_2^{\text{гор}}$ подсчитать $\text{CO}_2^{\text{карб}}$;
- в) по $\text{CO}_{2\text{Макс}}$ сжигаемого топлива и $\text{CO}_2^{\text{гор}}$ установить коэффициент разбавления сухих продуктов горения воздухом (h);
- г) подсчитать суммарный коэффициент разбавления сухих продуктов горения воздухом и углекислым газом, выделяющимся в процессе декарбонизации шихты (h').

Подсчет 1. Горит метан по следующему уравнению:



Объем получаемых сухих продуктов горения $10,9 \text{ нм}^3/\text{нм}^3$ метана. Состав сухих продуктов горения: $\text{CO}_2 - 9,18$; $\text{O}_2 - 4,57$; $\text{N}_2 - 86,25\%$. Предположим, что к указанному объему продуктов горения добавляется $1 \text{ нм}^3 \text{ CO}_2$, выделяющийся при проведении технологического процесса. Тогда суммарный объем сухих продуктов горения и декарбонизации $V_{\text{с.г.}} = 10,9 + 1,0 = 11,9 \text{ нм}^3$, а состав продуктов горения и декарбонизации (в %): $\text{CO}_2 - 16,8$; $\text{O}_2 - 4,2$; $\text{N}_2 - 79,0$.

Принимаем этот состав продуктов горения и декарбонизации за исходный, полученный в процессе газового анализа, и определим $\text{CO}_2^{\text{гор}}$, $\text{CO}_2^{\text{карб}}$ и коэффициенты разбавления продуктов горения воздухом h , а также воздухом и углекислым газом h' .

По табл. 81 (гл. VIII, стр. 189) содержанию в продуктах горения метана и природного газа 4,2% O_2 соответствует содержание 9,4% $CO_2^{гор}$. Отсюда в первом приближении

$$CO_2^{карб} = CO_2^{\Sigma} - CO_2^{гор} = 16,8 - 9,4 = 7,4\%.$$

Теперь подсчитаем величину $CO_2^{карб}$ не по отношению к суммарному объему продуктов горения и декарбонизации, а к объему сухих продуктов горения, не разбавленных углекислым газом, выделяющимся в результате декарбонизации шихты. Обозначим эту величину $CO_2^{дисс}$

$$CO_2^{дисс} = CO_2^{\Sigma} \frac{100 + CO_2^{карб}}{100} - CO_2^{гор}. \quad (190)$$

Для разбираемого подсчета в первом приближении

$$CO_2^{дисс} = 16,8 \frac{100 + 7,4}{100} - 9,4 = 8,7\%.$$

Уточняем результат по методу последовательных приближений.

При $CO_2^{карб} = 7,4$ и $CO_2^{дисс} = 8,7\%$ содержание кислорода в неразбавленных $CO_2^{карб}$ продуктах горения равно

$$O'_2 = O_2 (100 + CO_2^{дисс}) : 100 = 4,2 (100 + 8,7) : 100 = 4,6\%.$$

Этому содержанию кислорода соответствует по табл. 81 $CO_2^{гор} = 9,2\%$. При $CO_2^{гор} 9,2\%$

$$CO_2^{карб} = 16,8 - 9,2 = 7,6\%.$$

Уточняем величину $CO_2^{дисс}$ по формуле

$$CO_2^{дисс'} = CO_2^{\Sigma} \frac{100 + CO_2^{дисс}}{100} - CO_2^{гор}, \quad (191)$$

$$CO_2^{дисс'} = 16,8 \frac{100 + 8,7}{100} - 9,2 = 9,1\%.$$

Сопоставим полученный результат с действительной величиной $CO_2^{дисс}$, исходя из количества добавленной CO_2 к продуктам горения:

$$CO_2^{дисс} = 1 \cdot 100 : 10,9 = 9,2\%.$$

Как видно из приведенного подсчета, результаты достаточно точно совпадают с учетом допущенных округлений при определении процентного состава продуктов горения и декарбонизации.

Величина h для приведенного выше расчета

$$h = CO_{2макс} : CO_2^{гор} = 11,8 : 9,2 = 1,28.$$

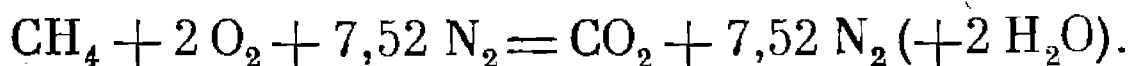
Коэффициент суммарного разбавления сухих продуктов горения воздухом и углекислым газом, выделяющимся при проведении технологического процесса, равен:

$$h' = h (100 + CO_2^{дисс}) : 100, \quad (192)$$

$$h' = 1,28 \cdot 1,092 = 1,40.$$

Сопоставим и эту величину, подсчитанную на основе только газового анализа продуктов горения, с действительной величиной, принятой при составлении примерного подсчета.

Объем сухих продуктов горения 1 нм³ метана при полном сгорании без избытка воздуха равен 8,52 нм³ в соответствии с уравнением



При сжигании метана с избытком воздуха по заданному в примере уравнению и при добавлении к продуктам горения 1 нм³ CO₂ получен суммарный объем продуктов горения 11,9 нм³.

Следовательно, $h' = 11,9 : 8,52 = 1,40$.

Располагаемое тепло продуктов горения и потери тепла с уходящими газами с учетом увеличения их объема за счет CO₂, выделяющейся при проведении технологического процесса, можно подсчитать по формулам

$$q_{\text{расп}} = \frac{t}{t_{\text{макс}}} [C' + (h - 1) KB + 0,01 \text{CO}_2^{\text{дисс}} \cdot h Y B] 100 \%, \quad (193)$$

$$q_2 = \frac{t_{\text{y.г}} - t_{\text{в}}}{t'_{\text{макс}}} [C' + (h - 1) KB + 0,01 \text{CO}_2^{\text{дисс}} h Y B] 100 \%, \quad (194)$$

где Y — отношение теплоемкости CO₂ в интервале температур от 0 до $t_{\text{y.г}}$ к теплоемкости неразбавленного воздухом продуктов сгорания в интервале температур от 0 до $t'_{\text{макс}}$. Значения величины Y приведены в табл. 175. Остальные обозначения соответствуют принятым при подсчете потерь тепла с уходящими газами по формуле (74, стр. 112).

Таблица 175

Значения величины Y (см. формулу 193) в зависимости от температуры уходящих газов

$t_{\text{y.г}}$	Y	$t_{\text{y.г}}$	Y	$t_{\text{y.г}}$	Y	$t_{\text{y.г}}$	Y
100	1,02	600	1,22	1100	1,34	1600	1,40
200	1,07	700	1,25	1200	1,35	1700	1,42
300	1,11	800	1,27	1300	1,37	1800	1,43
400	1,15	900	1,30	1400	1,38	1900	1,44
500	1,18	1000	1,32	1500	1,39	2000	1,45

При неполноте сгорания и содержании в продуктах горения наряду с CO₂, O₂ и N₂ также CO, H₂ и CH₄ величину CO₂^{гор} можно определить по формуле

$$\text{CO}_2^{\text{гор}} = 0,01 \text{CO}_{2\text{макс}} [100 - 4,76 (\text{O}_2 - 0,4 \text{CO} - 0,2 \text{H}_2 - 1,6 \text{CH}_4)] - (\text{CO} + \text{CH}_4). \quad (195)$$

Затем, исходя из CO₂^с и CO₂^{гор}, по формулам (189) и (190) определить CO₂^{карб} и CO₂^{дисс}.

Потери тепла вследствие химической неполноты горения можно подсчитать по формуле

$$q_3 = \frac{(30 \text{CO} + 25 \text{H}_2 + 85 \text{CH}_4) 100 \cdot h'}{p} \%. \quad (196)$$

Подсчет 2. Состав сухих продуктов горения вращающейся печи цементного завода при работе на природном газе: CO₂ — 21,37; O₂ — 2,42; CO — 0,17; H₂ — 0,55; N₂ — 75,49%. Температура уходящих газов 375°, температура воздуха 0° С. Подсчитать потери тепла с уходящими газами.

Определяем $\text{CO}_2^{\text{гор}}$ по формуле (195)

$$\text{CO}_2^{\text{гор}} = 0,01 \cdot 11,8 [100 - 4,76 (2,42 - 0,4 \cdot 0,17 - 0,2 \cdot 0,55)] - 0,17 = 10,5\%$$

$$\text{CO}_2^{\text{карб}} = 21,37 - 10,5 = 10,9\%.$$

Определяем $\text{CO}_2^{\text{дисс}}$ по формуле (190)

$$\text{CO}_2^{\text{дисс}} = 21,37 (100 + 10,9) : 100 - 10,5 = 13,2\%.$$

Уточняем подсчет по методу последовательных приближений.

Содержание кислорода в неразбавленных CO_2 продуктах горения: $\text{O}_2 = 0,01\text{O}_2 (100 + \text{CO}_2^{\text{дисс}}) = 0,01 \cdot 2,42 \cdot 113,2 = 2,8\%$. По табл. 81 (стр. 189) этому содержанию кислорода соответствует $\text{CO}_2^{\text{гор}} = 10,2\%$. При $\text{CO}_2^{\text{гор}} = 10,2\%$ уточняем величину $\text{CO}_2^{\text{дисс}}$ по формуле (191)

$$\text{CO}_2^{\text{дисс}} = 21,4 \frac{100 + 13,2}{100} - 10,2 = 14,0\%.$$

Коэффициент разбавления равен

$$h = \text{CO}_{2\text{макс}} : (\text{CO}_2^{\text{гор}} + \text{CO}) = 11,8 : (10,2 + 0,17) = 1,14.$$

Подсчитываем потери тепла с уходящими газами по формуле (193)

$$q_2 = \frac{375}{2010} (0,85 + 0,14 \cdot 0,80 \cdot 0,81 + 0,14 \cdot 1,14 \cdot 1,15 \cdot 0,81) \cdot 100 = 20,0\%.$$

Подсчитываем потери тепла вследствие химической неполноты горения по формуле (196). Необходимую для подсчета величину h' устанавливаем по формуле (192)

$$h' = h (100 + \text{CO}_2^{\text{дисс}}) : 100 = 1,14 (100 + 14) : 100 = 1,3.$$

$$q_3 = [30 \cdot 0,17 + 25 \cdot 0,55] 1,3 \cdot 100 : 1000 = 2,5\%.$$

В ряде случаев в технологических печах имеет место значительное выделение водяного пара в результате испарения содержащейся в шихте влаги. Суммарное содержание водяного пара в продуктах горения можно установить посредством прибора, изображенного на рис. 16 (стр. 302).

1 литр конденсата, уловленного в приборе, соответствует содержанию в продуктах горения около $1,25 \text{ м}^3$ водяного пара. В табл. 176 приведено соотношение объемов водяного пара и углекислого газа, образующихся при сжигании технологического топлива.

Следовательно, количество пара, образующегося при сжигании топлива, можно установить по формуле

$$\text{H}_2\text{O}^{\text{гор}} = \text{LCO}_2^{\text{гор}}\%, \quad (197)$$

а количество пара, переходящее в продукты горения вследствие испарения содержащейся в шихте влаги, можно установить по разности

$$\text{H}_2\text{O}^{\text{всп}} = \text{H}_2\text{O}^{\Sigma} - \text{H}_2\text{O}^{\text{гор}}\%, \quad (198)$$

где $\text{H}_2\text{O}^{\Sigma}$ — суммарное содержание водяного пара в продуктах горения, определяемое путем непосредственного замера (в $\%$ к объему сухих продуктов горения).

Для природного газа формула (198) приобретает следующий вид:

$$\text{H}_2\text{O}^{\text{всп}} = \text{H}_2\text{O} - 2\text{CO}_2^{\text{гор}}\%. \quad (199)$$

Отношение объемов водяного пара и углекислого газа, образующихся при сгорании топлива

Топливо	Объем, $\text{нм}^3/\text{нм}^3$ газа		Отношение $\Pi = \text{H}_2\text{O} : \text{CO}_2$
	H_2O	CO_2	
Газ			
природный	2	1	2
нефтезаводский	2,3	1,5	1,5
коксовый	1,2	0,4	3
генераторный	0,2	0,4	0,5
доменный	0,05	0,4	0,1
Мазут	1,3 *	1,6 *	0,8
Антрацит	0,3 *	1,3 *	0,25
Каменный уголь	0,6—0,7 *	1—1,4 *	0,5—0,6

* Объем для жидкого и твердого топлива, $\text{нм}^3/\text{кг}$,

Потери тепла с уходящими газами с учетом содержания в них водяного пара, образующегося при испарении содержащейся в шихте влаги, можно подсчитать по формуле

$$q_2 = \frac{t_{y.g} - t_v}{t'_{\text{макс}}} [C' + (h - 1) KB + 0,01 \text{H}_2\text{O}_{\text{исп}} h D' B] 100 \%, \quad (200)$$

где D' — отношение теплоемкости водяного пара в интервале температур от 0 до $t_{y.g}$ к теплоемкости неразбавленного воздухом продуктов горения в интервале температур от 0 до $t'_{\text{макс}}$. Значения величины D' приведены в табл. 177.

Таблица 177

Значения величины D' (см. формулу 200) в зависимости от температуры уходящих газов

$t_{y.g}$	D'	$t_{y.g}$	D'	$t_{y.g}$	D'	$t_{y.g}$	D'
100	0,90	600	0,96	1100	1,04	1600	1,12
200	0,91	700	0,98	1200	1,06	1700	1,13
300	0,92	800	1,00	1300	1,07	1800	1,15
400	0,93	900	1,01	1400	1,09	1900	1,16
500	0,95	1000	1,03	1500	1,10	2000	1,17

Остальные обозначения соответствуют формуле (74).

Подсчет 3. Состав продуктов полного сгорания природного газа по данным анализа: CO_2 — 10,0; O_2 — 3,2; N_2 — 86,8%. Содержание влаги 0,3 л на 1 нм^3 сухих продуктов горения. Температура уходящих газов 375° , температура воздуха 25° . Подсчитать потери тепла с уходящими газами.

1. Количество водяного пара, приходящееся на 1 нм^3 сухих продуктов горения:

$$\text{H}_2\text{O} = 0,3 \cdot 1,25 = 0,375 \text{ нм}^3 \text{ или } 37,5 \%$$

2. Из этого количества приходится на долю пара, образовавшегося при горении природного газа, по формуле (197)

$$\text{H}_2\text{O}^{\text{гор}} = 2 \cdot 10,0 = 20,0 \text{ } \%.$$

3. Отсюда $\text{H}_2\text{O}^{\text{исп}}$ по формуле (199)

$$\text{H}_2\text{O}^{\text{исп}} = 37,5 - 20,0 = 17,5 \text{ } \%.$$

4. $h = \text{CO}_{2\text{макс}} : \text{CO}_2 = 11,8 : 10,0 = 1,18$.

5. Потери тепла с уходящими газами, содержащими водяной пар, образовавшийся при испарении влаги шихты:

$$q_2 = [(375 - 25) : 2010] \cdot (0,85 + 0,18 \cdot 0,8 \cdot 0,81 + \\ + 0,01 \cdot 17,5 \cdot 1,18 \cdot 0,93 \cdot 0,81) \cdot 100 = 19,5 \text{ } \%.$$

В некоторых случаях, например при обжиге клинкера, в продукты горения переходят CO_2 (в результате процесса декарбонизации) и H_2O (вследствие испарения влаги).

Подсчет располагаемого тепла продуктов горения и потерь тепла с уходящими газами можно осуществить следующим образом:

1. Установить по содержанию кислорода в продуктах горения величину $\text{CO}_2^{\text{гор}}$ при полном сгорании по табл. 81, а при неполноте горения по формуле (195).

2. Приблизительно подсчитать по формуле (190) $\text{CO}_2^{\text{дисс}}$.

3. Уточнить полученный результат по формуле (191).

4. Подсчитать по формуле (199) $\text{H}_2\text{O}^{\text{исп}}$.

На основании этих данных суммарное располагаемое тепло продуктов горения можно подсчитать по формуле

$$q_{\text{расч}} = \frac{t_{\text{пр-гор}}}{t_{\text{макс}}} [C' + (h - 1) KB + 0,01 \text{CO}_2^{\text{дисс}} h \text{УВ} + \\ + 0,01 \text{H}_2\text{O}^{\text{исп}} h D' \text{В}] 100 \text{ } \%, \quad (204)$$

а потери тепла с уходящими газами по формуле

$$q_2 = \frac{t_{\text{у.г}} - t_{\text{в}}}{t_{\text{макс}}} [C' + (h - 1) KB + 0,01 \text{CO}_2^{\text{дисс}} h \text{УВ} + 0,01 \text{H}_2\text{O}^{\text{исп}} h D' \text{В}] 100 \text{ } \%. \quad (202)$$

Подсчет 4. Состав сухих продуктов горения печи для обжига клинкера, работающей на природном газе:

CO_2 —21,37; O_2 —2,42; CO —0,17; H_2 —0,55; N_2 —75,49%. Суммарное содержание водяного пара ($\text{H}_2\text{O}^{\text{в}}$)—0,685 нм^3 на 1 нм^3 сухих продуктов горения. Температура уходящих газов 375°, температура воздуха 0°. Подсчитать потери тепла с уходящими газами.

Из подсчета 1 $\text{CO}_2^{\text{гор}} = 10,5 \text{ } \%$ и $\text{CO}_2^{\text{дисс}} = 14,0 \text{ } \%$; $h = 1,14$.

1. Подсчитываем по формуле (197) $\text{H}_2\text{O}^{\text{исп}}$

$$\text{H}_2\text{O}^{\text{исп}} = 68,5 - 2 \cdot 10,5 = 47,5 \text{ } \%.$$

2. Определяем суммарные потери тепла с уходящими газами по формуле (202)

$$q_2 = (375 : 2010) \cdot (0,85 + 0,14 \cdot 0,80 \cdot 0,81 + 0,01 \cdot 14 \cdot 1,14 \cdot 1,15 \cdot 0,81 + \\ + 0,01 \cdot 47,5 \cdot 1,14 \cdot 0,93 \cdot 0,81) 100 = 27,8 \text{ } \%.$$

Потери тепла вследствие химической неполноты горения подсчитываются аналогично определению в подсчете № 2.

По данным газового анализа продуктов горения можно также подсчитать расход тепла на декарбонизацию шихты в процентах по отношению к теплотворной способности сжигаемого топлива ($q_{\text{декарб}}$), если известен расход тепла на декарбонизацию в расчете на 1 нм^3 образующегося при этом углекислого газа (Q)

$$q_{\text{декарб}} = \text{CO}_2^{\text{дисс}} \cdot Q \cdot h \cdot 100 : p \% \quad (203)$$

При работе на природном газе ($p=1000$) формула приобретает следующий вид:

$$q_{\text{декарб}} = \text{CO}_2^{\text{дисс}} \cdot Q \cdot h : 10 \% \quad (204)$$

Расход тепла на испарение содержащейся в шихте влаги в процентах к теплотворной способности сжигаемого топлива можно определить по содержанию водяного пара в продуктах горения по формуле

$$q_{\text{исп}} = \text{H}_2\text{O}^{\text{исп}} \cdot 480 \cdot h : p \% \quad (205)$$

а при работе на природном газе по формуле

$$q_{\text{исп}} = 0,48 \text{H}_2\text{O}^{\text{исп}} \cdot h \% \quad (206)$$

где 480 — теплота испарения влаги в пересчете на 1 нм^3 образующегося водяного пара при давлении 1 *ата*. Более точно эту величину можно установить с учетом тепла дегидратации шихты и парциального давления H_2O .

По данным подсчета № 4 на 1 нм^3 сухих продуктов горения приходится 0,475 нм^3 водяного пара, образовавшегося в результате испарения влаги, содержащейся в шихте.

Коэффициент разбавления сухих продуктов горения воздухом равен 1,18%, отсюда по формуле (206)

$$q_{\text{исп}} = 0,48 \cdot 47,5 \cdot 1,18 = 27 \%.$$

Потери тепла с уносом, т. е. с твердыми частицами, содержащимися в уходящих газах, можно подсчитать по формуле (207), установив вес уноса в граммах на 1 нм^3 сухих продуктов горения:

$$q_{\text{ун}} = A \cdot t \cdot C_{\text{ун}} \cdot h' / 100 : p, \quad (207)$$

где

$q_{\text{ун}}$ — потери тепла с уносом, $\%$;

A — содержание уноса в уходящих газах, $\text{г}/\text{нм}^3$;

t — температура уходящих газов, $^{\circ}\text{C}$;

$C_{\text{ун}}$ — теплоемкость уноса, $\text{ккал}/\text{г}^{\circ}\text{C}$;

h' — коэффициент разбавления продуктов горения;

p — теплотворная способность топлива, отнесенная к 1 нм^3 не разбавленных воздухом или карбонатной углекислотой сухих продуктов горения.

Формула выводится аналогично формуле (196) для подсчета потерь тепла вследствие химической неполноты горения.

При работе на природном газе, для которого величина p равна 1000 $\text{ккал}/\text{нм}^3$, формула (207) приобретает следующий вид:

$$q_{\text{ун}} = A \cdot t \cdot C_{\text{ун}} \cdot h' : 10. \quad (208)$$

Потери тепла с уносом можно подсчитать также и иным путем, а именно: дополнить формулу (202) для определения суммарных потерь тепла с уходящими газами еще одним членом, учитывающим физическое тепло уноса. В этом случае вместо теплоемкости уноса следует учитывать

отношение теплоемкости уноса в интервале температур от 0 до t_y , г к теплоемкости продуктов горения от 0 до $t'_{\text{макс}}$. Эту величину следует табулировать, подобно величинам U и D' , приведенным в табл. 175 и 177.

Физическое тепло клинкера желательно попытаться установить в зависимости от температуры клинкера по укрупненным показателям и проследить наличие связи между запасом физического тепла клинкера (на 1° разности температур) и теплотой клинкерообразования.

Потери тепла в окружающую среду составляют большей частью около 10%. Эту величину также желательно уточнить в зависимости от размеров и производительности печей и попытаться построить графики для ее подсчета подобно тому, как это сделано для подсчета потерь тепла в окружающую среду при испытаниях котлов (см. рис. 15, стр. 266). В этом случае по величине невязки баланса можно будет иметь суждение о точности его составления.

Ниже приводится в качестве примера тепловой баланс вращающейся печи для обжига клинкера при работе на природном газе.

Приход тепла	
Потенциальное тепло топлива	96,9%
Физическое тепло топлива	0,1
Тепло воздуха	1,0
Тепло сырья	2,0
	100,0%
Расход тепла	
Тепло клинкерообразования	24%
Тепло испарения воды	30
Тепло уходящих газов	29
Потери тепла вследствие неполноты горения	2
Тепло клинкера	4
Тепло уноса	1
Потери в окружающую среду	10
	100%

По мнению автора, приходную часть баланса целесообразно свести к одной статье, приняв за 100% теплотворную способность газа. Подсчет этой величины при этом можно не производить, поскольку все расходные статьи баланса следует стремиться отнести к обобщенным характеристикам природного газа или иного вида топлива ($t'_{\text{макс}}$, p), практически постоянным для определенных групп топлива.

Физическое тепло топлива пренебрежимо мало для всех случаев работы на неподогретом горючем.

Тепло воздуха можно учесть в расходной части баланса при подсчете потерь тепла с уходящими газами по формулам, в которых учитывается разность температур уходящих газов и воздуха.

Тепло сырья также желательно учесть, определяя тепло клинкера по разности температур клинкера и сырья, с определенными поправочными коэффициентами.

СОСТАВ И ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТОПЛИВА

Основные теплотехнические характеристики важнейших видов топлива: теплотворная способность горючей массы и рабочего топлива, жаро-производительность $t_{\text{макс}}$, теплотворная способность, отнесенная к 1 м^3 сухих продуктов горения p , отношение сухих и влажных продуктов горения B , максимальное содержание суммы двуокиси углерода и сернистого газа в сухих продуктах горения, получаемых при сжигании топлива в теоретически необходимом объеме воздуха $\text{RO}_{2\text{макс}}$, даны в табл. 178.

Более подробные теплотехнические характеристики основных видов топлива, а также вспомогательные таблицы для определения: соотношения между RO_2 и O_2 в продуктах полного сгорания, коэффициентов избытка воздуха и разбавления сухих продуктов горения, а также для подсчетов располагаемого тепла продуктов горения и потерь тепла с уходящими газами даны в главах:

- VIII — для природного газа,
- IX — для нефтепромыслового газа,
- X — для сжиженного газа,
- XI — для моторного топлива,
- XII — для мазута,
- XIII — для дров,
- XIV — для торфа и бурых углей,
- XV — для каменных углей, антрацита и кокса.

В данной главе приведены состав и теплотехнические характеристики топлива, не выделенного в специальные главы, а именно: сланцев, нефтезаводских, коксовых, генераторных, ваграночных газов и др. В главе даны также классификации горючих газов и данные по теплоемкостям и теплоте диссоциации продуктов горения.

Выше отмечалось, что жаропроизводительность топлива $t_{\text{макс}}$ снижается при содержании в топливе балласта, переходящего в продукты горения (влага в твердом и жидком топливе, азот и двуокись углерода в газообразном).

В зависимости от содержания балласта различные виды топлива могут быть разделены на две группы [54—55].

К первой группе относится топливо с малым содержанием балласта и жаропроизводительностью выше 2000° :

а) газообразное топливо с малым содержанием азота и двуокиси углерода, газы — природный, нефтепромысловый, нефтезаводский, сжиженный, коксовый, светильный, водяной и др.;

б) все виды жидкого топлива: бензин, керосин, дизельное топливо, мазут, гудрон и др.;

в) твердое топливо с малым содержанием влаги: антрацит, каменные угли, кокс, полукокс, древесный уголь, бурый уголь с влажностью

Некоторые теплотехнические характеристики топлива

Топливо (месторождение, марка)	Q_H^P , ккал/кг	W^P , %	A^P , %	Q_H^P , ккал/кг	$t_{\text{загр.}}$, °C	p , ккал/м ³	HO , %	B
<i>Топливо высокой жаропроизводительности</i>								
<i>Газообразное топливо</i>								
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
<i>Жидкое топливо</i>								
Бензин	—	—	—	10450	2110	980	14,8	0,86
Керосин	—	—	—	10250	2120	980	15,2	0,86
Мазут	—	—	—	9500	2130	970	16,5	0,88
<i>Твердое топливо</i>								
<i>Антрацит</i>								
Донецкий АС	8000	6	13	6400	2190	910	20	0,95
Донецкий АРШ	7900	8	20	5650	2180	910	20	0,95
<i>Каменный уголь</i>								
<i>Донецкий</i>								
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
<i>Кузнецкий</i>								
газовый	7900	8	10	6400	2110	930	19	0,90
паровичный спекающийся .	8340	6	12	6800	2150	930	19	0,92
слабо спекающийся	8100	8	11	6500	2130	930	19	0,91
<i>Карагандинский</i>								
паровичный	8000	8	26	5930	2130	940	19	0,91
<i>Кизеловский</i>								
газовый	7600	6	30	4970	2110	930	18,5	0,91
<i>Воркутский</i>								
паровичный жирный	8070	10	21	5530	2150	930	~ 19	0,90
<i>Тварчельский</i>								
паровичный жирный	7630	6	33	4630	2050	920	18,5	0,90
<i>Среднее</i>								
—	—	—	—	—	2120	930	19	0,9
<i>Бурый уголь Челябинский . .</i>								
—	6720	19	24	3770	2000	920	19,3	0,87
<i>Торфяные брикеты</i>								
—	5240	10	10	4130	2000	930	19,5	0,86

*Топливо пониженной жаропроизводительности**Газообразное топливо*

Генераторный газ	—	—	—	1200*	1670	700	20	0,91
Доменный газ	—	—	—	950*	1500	600	24	0,97

* ккал/м³.

Топливо (месторождение, марка)	Q_H^r , ккал/кг	W^p , %	A^p , %	Q_H^p , ккал/кг	$t_{\text{макс}}$, °C	p , ккал/нм ³	$RO_{2\text{макс}}$, %	B
Твердое топливо								
Бурый уголь								
Богословский	6130	28	25	2700	1820	830	20,0	0,83
Подмосковный	6240	33	27	2300	1740	870	19,5	0,80
Торф								
Русковой	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

Примечания. *1. Содержание влаги, золы и теплотворная способность топлива приведены по данным Всесоюзного теплотехнического института им. Ф. Э. Дзержинского. 2. Жаропроизводительность топлива подсчитана без учета содержания в воздухе водяного пара. 3. Q_H^r — низшая теплотворная способность горючей массы топлива (ккал/кг); Q_H^p — низшая теплотворная способность рабочего топлива (ккал/кг или ккал/нм³ для газа); p — низшая теплотворная способность рабочего топлива, отнесенная к 1 нм³ теоретического объема сухих продуктов горения.

до 20% (челябинский и др.), торф, высушенный до содержания влаги около 10% (например, брикеты из высушенного фрезерного торфа).

Ко второй группе относится топливо с жаропроизводительностью ниже 2000°:

а) газообразное топливо с высоким содержанием азота и двуокиси углерода: газы — смешанный генераторный, воздушный, доменный, подземной газификации углей;

б) твердое топливо с высокой влажностью: бурые угли, торф, дрова. Данные по жаропроизводительности и теплотворной способности топлива приведены в табл. 178.

Из данных, приведенных в указанной таблице, 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

$$\eta_{\text{теп}} = \frac{t_1 - t_2}{t_1}, \quad (209)$$

где t_1 — начальная температура процесса, а 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 уходящие газы выпускаются в атмосферу с высокой температурой, весьма существенно применение топлива высокой жаропроизводительности. Напротив того, при низкой температуре уходящих газов эффективность использования топлива почти не зависит от его жаропроизводительности.

Рассмотрим в качестве примера эффективность использования топлива с высокой и низкой жаропроизводительностью в кузнечных печах, работающих при температуре уходящих газов около 1000°, и в паровых

котлах электростанций, работающих при температуре уходящих газов около 150° .

При сжигании топлива с низкой жаропроизводительностью ($t_{\text{макс}}$ около 1600°) коэффициент использования топлива в печах η_1 не может превышать 37 % при температуре уходящих газов около 1000° :

$$\eta_1 = \frac{1600 - 1000}{1600} = 0,37.$$

При сжигании топлива с высокой жаропроизводительностью ($t_{\text{макс}}$ около 2100°) коэффициент использования топлива η_2 при той же температуре уходящих газов составляет 52 %, т. е. почти в полтора раза выше, чем в первом случае:

$$\eta_2 = \frac{2100 - 1000}{2100} = 0,52.$$

При сжигании топлива с высокой жаропроизводительностью в паровых котлах электростанций при температуре уходящих газов 150° коэффициент использования топлива η'_1 всего лишь на 2 % выше, чем при сжигании топлива с низкой жаропроизводительностью (η'_2):

$$\eta'_1 = \frac{2100 - 150}{2100} = 0,93, \quad \eta'_2 = \frac{1600 - 150}{1600} = 0,91.$$

В самом деле, коэффициенты полезного действия паровых котлов электростанций, работающих на топливе с высокой жаропроизводительностью, например мазуте или природном газе, мало отличаются от коэффициентов полезного действия стационарных котлов, работающих на фрезерном торфе, в то время как коэффициент полезного действия промышленных печей, работающих на мазуте, коксовом или природном газе и других видах топлива с высокой жаропроизводительностью, значительно выше коэффициента полезного действия печей, работающих в сопоставимых условиях на топливе с пониженной жаропроизводительностью, например на генераторном или доменном газе.

Следует отметить, что эффективность использования в высокотемпературных процессах топлива с высокой жаропроизводительностью по сравнению с использованием топлива с низкой жаропроизводительностью в большей степени 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.

В соответствии с этим весьма важно при распределении ресурсов топлива между потребителями стремиться к обеспечению высокотемпературных технологических процессов топливом с высокой жаропроизводительностью, пригодным для эффективного использования в технологии.

Следует отметить, что для обеспечения требований, предъявляемых технологией, в частности для устранения загрязнения нагреваемого материала золой и частицами несгоревшего топлива, твердое топливо, предназначенное для отопления промышленных печей, приходится в ряде случаев предварительно газифицировать, что связано с созданием газогенераторных установок и потерей около 20 % тепла топлива в процессе газификации.

Добыча важнейших видов топлива в СССР в 1958—1965 гг.

Топливо	Добыча за год							
	1958	1959	1960	1961	1962	1963	1964	1965
Газ, млрд. м ³	29,8	37,2	47	60,9	75,2	91,5	110	129
Нефть, млн. т	113	129,5	148	166	186	206	224	243
Уголь, млн. т (всего)	496	506,5	513	510	517	532	554	578
Уголь, млн. т (для коксования)	94	100,8	110	112	117	127	134	139
Уголь, млн. т (кроме коксования)	402	405,7	413	398	400	405	420	439

Процент к предыдущему году

Газ, млрд. м ³	100	125	127	129	124	122	120	117
Нефть, млн. т	100	114	114	112	112	111	109	109
Уголь, млн. т (всего)	100	102	101	99,5	102	103	104	104
Уголь, млн. т (для коксования)	100	107	109	102	104	108	105	104
Уголь, млн. т (кроме коксования)	100	101	102	97	100,5	101	104	104

Процент к 1958 г.

Газ, млрд. м ³	100	125	158	204	252	306	370	433
Нефть, млн. т	100	114	131	147	165	182	198	215
Уголь, млн. т (всего)	100	102	103,5	103	104	107	112	116
Уголь, млн. т (для коксования)	100	107	117	119	125	135	143	148
Уголь, млн. т (кроме коксования)	100	101	103	99	99,5	101	104	109
Удельный вес нефти и газа в топливном балансе, %				42	46	48	50	

В связи с этим существенно указать, что жаропроизводительность твердого топлива с малой влажностью — антрацита, каменных углей, кокса, полукокса, а также подсушенного торфа и др. — на несколько сот градусов превышает жаропроизводительность генераторных газов, в особенности производимых из тощего топлива, как это видно из данных, приведенных в табл. 178.

В соответствии с этим большое значение приобретают прогрессивные методы сжигания твердого топлива с высокой жаропроизводительностью, например методы сжигания в топках с огнеупорными насадками, в циклонных и др. топках, работающих с жидким шлакоудалением и улавливанием шлака, позволяющие обеспечить поддержание высокой температуры без опасения загрязнения нагреваемого материала частицами несгоревшего топлива и золы.

Состав горючих сланцев

Район	Наименование месторождения	Состав рабочей массы, %						Теплотворная способность Q_H^P , ккал/кг	Выход летучих V_L^* , % к горючей массе	
		C ^P	H ^P	S _T ^P	O ^P	N ^P	Минеральная масса			
							A ^P			+ [CO ₂] _K ^P
Эстонская ССР		25,0	3,2	1,5	4,0	0,1	37,4	+13,8	2590	90
Ленинградская область	Гдовское	19,3	2,5	1,3	3,1	0,1	43,8	+14,9	1940	90
Куйбышевская область	Каширское	15,0	1,8	3,6	3,9	0,3	45,8	+ 9,6	1420	80
Саратовская область	Озинское	14,6	1,9	2,5	4,6	0,4	49,5	+ 5,5	1410	80
Саратовская область	Савельевское	14,2	1,8	2,9	4,1	0,3	48,7	+ 8,0	1350	80

Примечание. Теплотворная способность сланцев приведена с учетом расхода тепла на разложение карбонатов, содержащихся в минеральной массе сланцев.

Таблица 181

Теплотехнические свойства горючих сланцев *

Район	Наименование месторождения	Низшая теплотворная способность Q_H^P , ккал/кг	Теоретический объем воздуха V_0 , нм ³ /кг	Теоретический объем продуктов горения V_p , нм ³ /кг	Отношение объемов сухих и влажных продуктов горения	Теплотворная способность, отнесенная к 1 нм ³ сухих продуктов горения, ккал/нм ³	Теплотворная способность, отнесенная к 1 нм ³ влажных продуктов горения, нм ³ ккал/нм ³	Жаропровозводительность топлива $\lambda_{\text{макс}}^*$, °C	Р _{макс} сухих продуктов горения, %
Эстонская ССР		2590	2,99	3,5	0,84	880	740	1830	18,5
Ленинградская область	Гдовское	1940	2,32	2,8	0,83	820	680	1680	19,0
Куйбышевская область	Каширское	1420	1,80	2,3	0,80	800	630	1580	19,0
Саратовская область	Озинское	1410	1,73	2,2	0,77	830	640	1600	18,5
Саратовская область	Савельевское	1350	1,70	2,2	0,78	800	630	1580	19,5

* Теплотехнические характеристики сланцев подсчитаны с учетом разложения карбонатов, содержащихся в минеральной массе сланцев, и содержания в воздухе 1 вес. % влаги.

Основные характеристики горючих газов

Наименование газа	Формула	Молекулярный вес	Вес 1 м ³ газа, кг	Температура сжигания при 1 атм, °С	Объем подсуха, необходимый для горения 1 м ³ газа, м ³	Объем сухих продуктов горения 1 м ³ газа, м ³	Высшая теплотворная способность 1 м ³ газа Q _в , ккал/м ³	Нижшая теплотворная способность 1 м ³ газа Q _н , ккал/м ³	Нижшая теплотворная способность газа, отнесенная к 1 м ³ сухих продуктов горения, R, ккал/м ³	Нижшая теплотворная способность газа, отнесенная к 1 м ³ сухих продуктов горения, R, ккал/м ³	Отношение объемов сухих и влажных продуктов горения B	Жаропровозводительность газа t _{макс} , °С	Максимальное содержание CO ₂ при сжигании газа в воздухе CO ₂ макс, %
Оксид углерода	CO	28,01	1,25	—	2,38	2,88	3016	1045	1045	1045	1,00	2370	34,7
Водород	H ₂	2,02	0,09	—	2,38	2,88	3045	2576	895	1370	0,65	2235	—
Метан	CH ₄	16,04	0,72	-162	9,52	10,52	9496	8558	810	1000	0,81	2043	11,8
Этан	C ₂ H ₆	30,07	1,36	— 89	16,66	18,16	16640	15230	840	1000	0,84	2097	13,2
Пропан	C ₃ H ₈	44,09	2,02	— 42	23,80	25,80	23680	21800	845	1000	0,84	2110	13,8
Бутан	C ₄ H ₁₀	58,12	2,70	— 1	30,94	33,44	30690	28345	850	1000	0,85	2118	14,0
Пентан	C ₅ H ₁₂	72,15	3,22	+ 36	38,08	41,08	37715	34900	850	1000	0,85	2119	14,2
Этен (этилен)	C ₂ H ₄	28,05	1,26	-104	14,28	15,28	15050	14110	925	1065	0,87	2284	15,0
Пропен	C ₃ H ₆	42,08	1,92	— 48	21,42	22,92	21960	20550	900	1030	0,87	2224	15,0
Бутен	C ₄ H ₈	56,10	2,50	— 6	28,56	30,56	29000	27120	890	1020	0,87	2203	15,0
Пентен	C ₅ H ₁₀	70,13	3,13	+ 30	35,70	38,20	36000	33660	885	1015	0,87	2189	15,0
Бензол	C ₆ H ₆	78,11	3,48	+ 80	35,70	37,20	34940	33530	900	985	0,92	2258	17,5
Ацетилен	C ₂ H ₂	26,04	1,17	—	11,90	12,40	13855	13386	1080	1170	0,92	2620	17,5

Примечание. Суммарный объем влажных продуктов горения и жаропровозводительность подсчитаны для условий сгорания газа в абсолютно сухом воздухе.

Состав и некоторые теплотехнические характеристики газообразного топлива

Газы	Состав газа (в объемн. %)							Теплотворная способность газа		Теоретический расход воздуха, $\text{нм}^3/\text{нм}^3$ газа	Объем продуктов горения, $\text{нм}^3/\text{нм}^3$ газа	Карбонано-дигельность без учета влаги в воде, %	Карбонано-дигельность с учетом влаги в воде, %		
								C, H ₂ + C ₄ H ₁₀	N ₂					CH ₄	H ₂
										высшая	низшая				
Высокой жаропроизводительности	Водяной газ	6,3	0,2	—	38	51	0,5	4,0	—	2 750	2 500	2,2	2,7	2180	
	Газы заводов СК	2	2	10	0,5	74	5	6,5	—	4 270	3 760	3,7	4,3	2160	
	Газ, полученный при газификации под высоким давлением (25 ат)	3	0,3	0,7	18	56	18	4,0	—	4 090	3 610	3,5	4,2	2100	
	Газ нефтезаводский	—	—	40	—	13	45	—	2	12 500	11 500	12,4	13,5	2100	
	Сжиженный газ	—	—	—	—	—	—	—	50+50	27 180	25 000	27,4	21,0	2080	
	Двойной водяной газ	15	0,2	0,8	27	46	8	3	—	3 120	2 820	2,6	3,2	2070	
	Коксовый газ из каменных углей	3	1	2	7	58	25	4	—	4 850	4 300	4,3	5,0	2090	
	Паро-кислородный газ	20,3	0,2	0,5	34	39	3	3	—	2 590	2 370	2,1	2,7	2020	
	Коксовый газ из сланца	15	—	3	16	39	24	3	—	4 410	3 960	4,0	4,7	2010	
	Нефтепромысловый газ *	1,0	—	—	—	—	20—60	3—10	20—30	—	8000—15 000	12,2	13,2	2000	
Средней жаропроизводительности	Газ полукоксовый из каменных углей	13	—	7	9	9	54	8	—	6 740	6 100	6,6	7,5	2030	
	Природный газ	—	—	—	—	—	99	1	—	9 450	8 500	9,4	10,4	2010	
	Московский городской газ	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	2020	
	Смешанный газ (коксового 50% и доменного 50%)	7	—	1	17	30	13	32	—	2 890	2 620	2,5	3,3	1950	
	Генераторный газ из битуминозных топлив (прямой процесс газификации)	7	0,2	0,3	28	13	2,5	49	—	1 530	1 440	1,2	2,0	1720	

* Содержание этана — 12—20% (см. табл. 88).

Газы	Состав газа (в объемн. %)								Теплотворная способность газа		Теоретический расход воздуха, $\text{м}^3/\text{м}^3$ газа	Объем продуктов горения, $\text{м}^3/\text{м}^3$ газа	Карпропаново-литеральность без учета влаги в газе	Карпропаново-литеральность с учетом влаги в газе
	CO_2	O_2	C_mH_n	CO	H_2	CH_4	N_2	$\text{C}_3\text{H}_8 + \text{C}_4\text{H}_{10}$	Теплотворная способность газа					
									высшая	низшая				
										$\text{ккал}/\text{м}^3$				
Пониженной жаро-производительности														
Смешанный генераторный газ из тощих топлив	6	—	—	27	13	0,6	53,4	—	1270	1200	1,0	1,8	1670	1640
Доменный газ (древесноугольный)	12	—	—	27	8	1,8	51,2	—	1230	1170	1,0	1,8	1590	1560
Воздушный газ	1	—	—	32,5	0,5	—	66	—	1000	990	0,8	1,6	1560	1530
Доменный газ (кокосовый)	10,5	—	—	28	2,7	0,3	58,5	—	960	940	0,8	1,6	1500	1470
Низкой жаропроизводительности														
Ваграночный газ с использованием физического тепла $t = 600^\circ\text{C}$ (общее теплосодержание $Q = 594 \text{ ккал}/\text{м}^3$) ($t_{2\text{жас}}$)	13,1	—	—	13,1	—	—	73,8	—	400	400	0,3	1,2	1250	1230
Продувочный газ (антрацитовый) с использованием физического тепла $t = 600^\circ\text{C}$ ($Q = 549 \text{ ккал}/\text{м}^3$) ($t_{2\text{жас}}$)	14,5	0,2	—	8,8	2,3	0,2	74	—	360	340	0,3	1,2	1180	1160
Газ сажевых заводов	4,8	1,4	—	4,9	11,6	2,0	75,3	—	700	620	0,5	1,4	1180	1160
Продувочный газ (кокосовый) с использованием физического тепла ($t_{2\text{жас}}$)	17,5	0,2	—	5,0	1,3	—	76	—	190	180	0,1	1,1	950	930
Ваграночный газ холодный	13,1	—	—	13,1	—	—	73,8	—	400	400	0,3	1,2	860	840
Продувочный (антрацитовый) газ холодный	14,5	0,2	—	8,8	2,3	0,2	74	—	360	340	0,3	1,2	770	750
Продувочный (кокосовый) газ холодный	17,5	0,2	—	5,0	1,3	—	76	—	190	180	0,1	1,1	470	450

Некоторые теплотехнические характеристики газообразного топлива

Технические газы	Низшая теплотворная способность газа $Q_{пн}$, ккал/м ³	Теоретический объем сухих продуктов горения 1 м ³ газа M , м ³	Низшая теплотворная способность газа, отнесенная к 1 м ³ сухих продуктов горения, q , ккал/м ³	Отношение объемов сухих и влажных продуктов горения B	CO_{2max} , %
------------------	---	--	--	---	-----------------

Газы с малым содержанием балласта

Водяной	2500	2,2	1130	0,81	21
Нефтезаводский	9000—11 000	9—11	1020	0,83	13
Сжиженный	25 000	25	1000	0,85	14
Двойной водяной	2 800	2,55	1100	0,80	20
Коксовый	4 300	3,7	1080	0,79	10,5
Сопутствующий нефти	11 000	11,7	1000	0,83	13
Природный	8 500	8,5	1000	0,81	11,8
Городской (природный с коксо- вым или сланцевым) *	—	—	1040	0,81	11,6 (11—12)

Газы с высоким содержанием балласта

Генераторный (из битуминозного топлива)	1440	1,83	780	0,91	20
Генераторный (из тощего топлива)	1200	1,65	740	0,91	20
Воздушный	1000	1,6	630	0,99	21
Доменный	940	1,6	600	0,97	25

* В настоящее время московский городской газ практически соответствует природному газу.

Т а б л и ц а 185

Состав некоторых нефтезаводских газов

Наименование процесса	Состав газа (%)									
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	Q _г , ккал/м.м. ³
Пиролиз	13	45	10	1	—	—	17	8	6	11 570
Жидкофазный крекинг	3	45	17	12	5	4	3	7	4	14 850
Парофазный крекинг	8	28	13	3	1	3	20	16	8	14 720
Каталитический крекинг	5	10	5	20	35	8	3	7	7	22 630

Теплотехнические характеристики некоторых нефтезаводских газов

Наименование процесса	Теплотворная способность $Q_{\text{п}}$, ккал/нм^3	Теоретический объем воздуха, $V_{\text{в}}^0$, $\text{нм}^3/\text{нм}^3$	Теоретический объем сухих продуктов горения $V_{\text{с.г.}}$, $\text{нм}^3/\text{нм}^3$	Теоретический объем влажных продуктов горения $V_{\text{с.г.}}$, $\text{нм}^3/\text{нм}^3$	Отношение объемов сухих и влажных продуктов горения B	Теплотворная способность, отнесенная к 1 нм^3 сухих продуктов горения, R , ккал/нм^3	Теплотворная способность, отнесенная к 1 нм^3 влажных продуктов горения, R , ккал/нм^3	Жаропроизводительность в абсолютно сухом воздухе $t_{\text{макс}}$, $^{\circ}\text{C}$	Жаропроизводительность при сжигании в воздухе 1% влаги (по весу) $t_{\text{макс}}$	$\text{RO}_{\text{макс}}$ сухих продуктов горения, %
Пиролиз	11 570	12,4	11,3	13,5	0,84	1030	860	2150	2120	13,4
Жидкофазный крекинг	14 850	16,2	14,8	17,6	0,84	1005	840	2100	2070	13,4
Парофазный крекинг	14 720	15,7	14,4	17,0	0,85	1020	870	2170	2140	14,0
Каталитический крекинг	22 630	24,4	22,5	26,4	0,85	1008	800	2150	2120	13,4

Примечание. Состав нефтезаводских газов, для которых подсчитаны теплотехнические характеристики, приведен в табл. 185.

Таблица 187

Содержание кислорода (в %) в сухих продуктах полного сгорания смешанного городского газа в зависимости от содержания в них двуокиси углерода *

CO_2	O_2	CO_2	O_2	CO_2	O_2	CO_2	O_2
11,6	0,0	9,6	3,6	7,8	6,9	5,8	10,5
11,4	0,4	9,4	4,0	7,6	7,2	5,6	10,9
11,2	0,7	9,2	4,4	7,4	7,6	5,4	11,2
11,0	1,1	9,0	4,7	7,2	8,0	5,2	11,6
10,8	1,4	8,8	5,1	7,0	8,3	5,0	12,0
10,6	1,8	8,6	5,4	6,8	8,7	4,8	12,3
10,4	2,2	8,4	5,8	6,6	9,1	4,6	12,7
10,2	2,5	8,2	6,2	6,4	9,4	4,4	13,0
10,0	2,9	8,0	6,5	6,2	9,8	4,2	13,4
9,8	3,3			6,0	10,1	4,0	13,8

* $\text{CO}_{2\text{макс}}$ в сухих продуктах горения городского газа 11,6%.

Состав (в %) и теплотехнические характеристики коксовых газов

	Номер газа					
	1	1а	2	2а	3	3а
C_2H_4	5,6	—	2	—	2,4	—
C_3H_6	—	5,6	—	2	—	2,4
CH_4	28,2	28,2	22	22	26,7	26,7
H_2	50,5	50,5	56	56	58,0	58,0
CO	8,7	8,7	6	6	7,0	7,0
CO_2	2,1	2,1	3	3	2,9	2,9
N_2	4,5	4,5	10	10	2,5	2,5
O_2	0,4	0,4	1	1	0,5	0,5
Σ	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Q_H , ккал/нм ³	4760	5120	3780	3910	4320	4470
$V_{с. г.}$, нм ³ /нм ³ . . .	4,40	4,78	3,47	3,59	3,91	4,07
V_D , нм ³ /нм ³	5,58	6,02	4,51	4,65	5,08	5,25
B	0,79	0,80	0,77	0,77	0,77	0,77
$CO_{2\text{макс}}$, %	11,4	11,7	10,1	10,3	10,6	10,7
p , ккал/нм ³	1080	1070	1090	1100	1105	1100
R , ккал/нм ³	850	850	840	840	850	850
$t_{\text{макс}}$, °C	2130	2130	2100	2100	2130	2130

Примечания. В газах 1, 2, 3 непредельные углеводороды C_nH_m приняты состоящими из этилена (C_2H_4), а в газах 1а, 2а, 3а — из пропилена (C_3H_6). Обусловленное этим различие в теплотворных способностях между газами 1 и 1а, 2 и 2а, 3 и 3а равно соответственно 8%, 3% и 4%, а различие в жаропроизводительности и величине p — менее 1%.

Колебания в составе газов (содержание CH_4 , H_2 , C_nH_m и т. д.) обуславливают различие:

- в теплотворной способности коксовых газов Q_H — до 25%;
- в теплотворной способности, отнесенной к 1 нм³ сухих продуктов горения (при $\alpha = 1$), $p \approx 1\%$.
- в жаропроизводительности $t_{\text{макс}} \approx 1,5\%$.

Состав и теплотехнические характеристики смешанных генераторных газов

	Номер газа						
	1	2	3	4	5	6	7
CO, %	28,0	28,5	25,0	25,0	30,0	27,5	29,0
H ₂ , %	13,0	13,0	15,0	14,0	13,0	15,0	14,0
CH ₄ , %	0,5	0,7	2,5	2,2	2,0	2,5	3,0
C _n H _m , %	0,0	0,0	0,2	0,4	0,3	0,4	0,4
H ₂ S, %	0,2	0,2	0,5	1,2	0,2	0,05	0,0
CO ₂ , %	5,5	5,0	7,5	6,5	5,0	8,5	6,5
N ₂ , %	52,6	52,4	49,1	50,5	49,3	45,85	46,9
O ₂ , %	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Σ, %	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Q _н , ккал/нм ³ . .	1230	1250	1410	1420	1460	1490	1560
V _{возд} , нм ³ /нм ³ . .	1,03	1,07	1,24	1,27	1,27	1,30	1,35
V _{с. г.} , нм ³ /нм ³ . .	1,68	1,71	1,70	1,86	1,87	1,88	1,93
V _Σ , нм ³ /нм ³ . . .	1,82	1,86	1,91	2,07	2,05	2,09	2,14
B	0,92	0,92	0,90	0,90	0,91	0,91	0,90
RO _{2макс} , %	20,2	20,1	19,6	19,4	20,1	20,8	20,4
p, ккал/нм ³	730	730	770	770	780	795	810
R, ккал/нм ³	680	670	690	690	715	715	730
t _{макс} , °C	1700	1670	1720	1720	1780	1780	1830

Примечания. Газифицируемое топливо: газ № 1 — донецкий антрацит, № 2 — коксовая мелочь, № 3 — каменный уголь лисичанский, № 4 — бурый уголь подмосковный, № 5 — бурый уголь челябинский, № 6 — торф, № 7 — щепа.

Состав газа (в %) подземной газификации углей и его теплотехнические характеристики

	H ₂ S	CO ₂	C _n H _m	O ₂	CO	H ₂	CH ₄	N ₂	C _н , ккал/лм ³	p, ккал/лм ³	R, ккал/лм ³	t _{макс} , °C	B	Р _{О₂макс} , %
Среднесуточный состав газа из бурого угля	1,0	16,3	0,2	0,6	7,6	13,8	4,5	59,0	800	545	485	1210	0,89	18,3
Состав газа повышенной теплотворной способности из бурого угля	1,1	16,2	0,2	0,4	9,0	16,8	4,6	54,7	935	625	545	1310	0,88	18,8
Состав газа пониженной теплотворной способности из бурого угля	0,8	17,7	0,2	1,0	5,2	10,5	4,4	63,2	622	475	425	1060	0,90	19,4
Средний состав газа из каменного угля	0,69	28,20	0,2	0,26	5,95	14,5	2,56	50,64	766	525	470	1175	0,895	25,9
То же	0,01	13,67	0,1	0,2	12,88	13,81	1,89	57,48	924	612	547	1367	0,89	19,0
То же	0,01	7,94	0,1	0,2	20,80	15,20	2,43	53,32	1242	726	650	1625	0,90	18,3

Содержание кислорода (в %) в сухих продуктах полного сгорания смешанных генераторных газов в зависимости от содержания в них двуокиси углерода *

CO ₂	O ₂	CO ₂	O ₂	CO ₂	O ₂	CO ₂	O ₂
20,0	0,0	17,0	3,1	14,0	6,3	11,0	9,5
19,8	0,2	16,8	3,4	13,8	6,5	10,8	9,7
19,6	0,4	16,6	3,6	13,6	6,7	10,6	9,9
19,4	0,6	16,4	3,8	13,4	6,9	10,4	10,1
19,2	0,8	16,2	4,0	13,2	7,1	10,2	10,3
19,0	1,0	16,0	4,2	13,0	7,4	10,0	10,5
18,8	1,3	15,8	4,4	12,8	7,6	9,8	10,7
18,6	1,5	15,6	4,6	12,6	7,8	9,6	10,9
18,4	1,7	15,4	4,8	12,4	8,0	9,4	11,1
18,2	1,9	15,2	5,0	12,2	8,2	9,2	11,3
18,0	2,1	15,0	5,3	12,0	8,4	9,0	11,5
17,8	2,3	14,8	5,5	11,8	8,6	8,8	11,8
17,6	2,5	14,6	5,7	11,6	8,8	8,6	12,0
17,4	2,7	14,4	5,9	11,4	9,0	8,4	12,2
17,2	2,9	14,2	6,1	11,2	9,2	8,2	12,4
						8,0	12,6

* CO_{2макс} (RO_{2макс}) в сухих продуктах горения генераторных газов 20,0%.

Состав и теплотехнические характеристики газов коксовых вагранок [98]

Состав газа, %				$V_B, \text{нм}^3/\text{нм}^3$	$V_{\text{с.г.}}, \text{нм}^3/\text{нм}^3$	$V_{\Sigma}, \text{нм}^3/\text{нм}^3$	h'	$Q_B, \text{ккал}/\text{нм}^3$	$p, \text{ккал}/\text{нм}^3$	$R, \text{ккал}/\text{нм}^3$	B	$t'_{\text{макс}}, ^\circ\text{C}$	$t''_{\text{макс}}, ^\circ\text{C}$	$\text{RO}_{2\text{макс}}, \%$	
CO	RO ₂	H ₂	N ₂												
1	8,0	15,7	0,6	75,7	0,21	1,15	1,19	0,865	257	223	216	0,97	625	845	20,5
2	9,0	15,1	0,6	75,3	0,23	1,17	1,21	0,85	287	245	238	0,97	680	900	20,5
3	10,0	14,5	0,6	74,9	0,25	1,19	1,23	0,835	317	266	258	0,97	735	945	20,5
4	11,0	13,9	0,6	74,5	0,28	1,21	1,25	0,824	347	287	278	0,97	790	995	20,5
5	12,0	13,3	0,6	74,1	0,30	1,23	1,27	0,81	377	307	297	0,97	840	1035	20,5
6	13,0	12,7	0,6	73,7	0,32	1,25	1,29	0,79	408	326	317	0,97	885	1080	20,5
7	14,0	12,1	0,6	73,3	0,35	1,27	1,31	0,785	438	345	334	0,97	930	1125	20,5
8	15,0	11,4	0,6	73,0	0,37	1,29	1,33	0,776	468	363	352	0,97	975	1170	20,5

П р и м е ч а н и я. При подсчете t''_{макс} температура ваграночных газов принята равной 300° C; h' — RO_{2макс} кокса : (RO₂ + CO) ваграночных газов.

Состав и теплотехнические характеристики продуктов полного сгорания газов коксовых вагранок

RO ₂	O ₂	N ₂	h	α	t' _{кал} , °C	t'' _{кал} , °C	RO ₂	O ₂	N ₂	h	α	t' _{кал} , °C	t'' _{кал} , °C
20,5	0,0	79,5	1,00	1,00	1020	1200	17,7	2,9	79,4	1,16	1,53	760	905
20,3	0,2	79,5	1,01	1,03	1000	1170	17,5	3,1	79,4	1,17	1,57	745	890
20,1	0,4	79,5	1,02	1,07	970	1140	17,3	3,3	79,4	1,19	1,63	720	865
19,9	0,6	79,5	1,03	1,10	955	1120	17,1	3,5	79,4	1,20	1,67	710	850
19,7	0,8	79,5	1,04	1,13	940	1100	16,9	3,7	79,4	1,21	1,70	700	840
19,5	1,0	79,5	1,05	1,17	920	1080	16,7	3,9	79,4	1,23	1,77	680	810
19,3	1,2	79,5	1,06	1,20	900	1060	16,5	4,1	79,4	1,24	1,80	670	800
19,1	1,5	79,4	1,07	1,23	885	1040	16,3	4,3	79,4	1,26	1,87	650	785
18,9	1,7	79,4	1,08	1,27	870	1020	16,1	4,5	79,4	1,27	1,90	640	770
18,7	1,8	79,5	1,10	1,33	840	1000	15,9	4,7	79,4	1,29	1,97	625	750
18,5	2,0	79,5	1,11	1,37	825	980	15,7	4,9	79,4	1,31	2,03	615	735
18,3	2,3	79,4	1,12	1,40	810	965	15,5	5,1	79,4	1,32	2,07	605	725
18,1	2,5	79,4	1,13	1,43	795	950	15,3	5,3	79,4	1,34	2,13	590	710
17,9	2,7	79,4	1,14	1,47	780	935	15,1	5,5	79,4	1,36	2,20	580	690

Примечания. Приятый состав ваграночного газа RO₂ = 11,0%; CO = 15,8%; H₂ = 0,6%; N₂ = 72,6%.

Таблица 194

RO_{2макс} ваграночных газов в зависимости от соотношения кокса и природного газа в коксогозовых вагранках [98]

RO _{2макс} , %	Топливо		RO _{2макс} , %	Топливо	
	КОКС, кг	природный газ, м ³		КОКС, кг	природный газ, м ³
20,5	1,0	0,0	17,0	1,0	0,6
19,7	1,0	0,1	16,7	1,0	0,7
19,0	1,0	0,2	16,4	1,0	0,8
18,4	1,0	0,3	16,1	1,0	0,9
17,9	1,0	0,4	15,9	1,0	1,0
17,4	1,0	0,5	11,8	0,0	1,0

Содержание окиси углерода в технических газах

Технические газы	СО в газе, %	Горючие компоненты в газе, %	Среднее содержание СО в составе горючих компонентов газа, %
С высоким содержанием СО			
Газ карбидных печей	60—70	—	—
Водяной	38—42	90	45
Паро-кислородный	32—35	80	40
Воздушный	30—32	33	95
Смешанный генераторный	27—32	40	75
Двойной водяной	25—30	80	35
Доменный	27—28	31	90
Газ, получаемый при газификации под высоким давлением (25 ат)	18	90	20
Ваграночный	10—15	10—15	100

Со средним содержанием СО*

Коксовый	6—10	90	9
Полукоксый	5—10	80	10
Светильный	6—8	90	8

С низким содержанием СО

Нефтезаводский	0—2	100	1
Нефтепромысловый	0	100	0
Природный	0	100	0
Сжиженный	0	100	0

Таблица 196

Некоторые теплотехнические характеристики серы и серосодержащих соединений

Наименование	Формула	Теплотворная способность, Q_H	Жаропроизводительность $t_{\max}^{\circ C}$	B
Сера	S	2200 ккал/кг	1670	1
Серный колчедан	FeS ₂	1700 ккал/кг	1830	1
Сероводород	H ₂ S	5600 ккал/нм ³	1650	0,87
Сернистый ангидрид	SO ₂	1000 ккал/нм ³	870	1

Примечания. 1. Теплотворная способность и жаропроизводительность серы, серного колчедана и сероводорода подсчитаны с учетом их сгорания до SO₂.

2. Теплотворная способность и жаропроизводительность SO₂ подсчитаны с учетом образования SO₃.

3. Максимальная температура горения серного колчедана с учетом расхода тепла на нагрев до температуры горения огарка (Fe₂O₃) около 1500°.

4. SO_{2max} продуктов горения в воздухе: серы 21%, серного колчедана 16,2%, сероводорода 15%.

Технологическая классификация горючих газов по содержанию потенциального водорода [19]

Газы	Содержание потенциаль- ного водорода, $H_2 + CO +$ $\frac{1}{2} \left(2n + \frac{m}{2} \right) \times$ $\times C_2H_4 \cdot 10^{-10}$	Состав газа, % по объему										
		H ₂	CO	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₃ H ₆	O ₂
<i>С высоким содержанием потенциального водорода (выше 3000%)</i>												
Сжиженный	1150	—	—	—	—	50	50	—	—	—	—	—
Газ прямой перегонки	1100	—	—	11,0	17	9	28	30	—	—	—	—
Газ парофазного крекинга	640	9	—	28,0	44	3	1	—	—	15	10	—
Газ жидкофазного крекинга	630	3	—	50,0	47	40	5	—	—	8	5	—
Пиролизный	500	14	0,8	41,0	12	—	—	—	—	9	5	—
Нефтепромысловый	450	—	—	85,0	1,8	7,3	1,0	3,9	—	—	—	—
Сухой природный	400	—	—	94,0	1,2	0,8	0,4	0,2	—	—	—	—
<i>Со средним содержанием потенциального водорода (от 80 до 3000%)</i>												
Полукоксовый (из каменных углей)	270	9	9,0	54,0	—	—	—	—	—	7,0	—	0,2
Коксовый (каменноугольный)	160	56	6,0	22,0	—	—	—	—	—	2,0	—	1,0
Газы заводов СК	160	74	0,5	5,0	—	—	—	—	—	10,0	—	2,0

Газы	Содержание потенциаль- ного водорода, $H_2 + CO +$ $+ \left(2n + \frac{m}{2} \right) \times$ $\times C_{HII\ m}, \%$	Состав газа, %, по объему												
		H_2	CO	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12}	C_6H_6	C_7H_8	C_8H_8	CO_2	N_2	O_2
Газы, получаемые при газификации под высоким давлением	150	56	18,2	18,0	—	—	—	—	0,7	—	—	3,0	4,0	0,3
Двойной водяной	110	46	27,0	8,0	—	—	—	—	0,8	—	—	15,9	3,0	0,2
Водород	100	100	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Водяной	91	51	38,0	0,5	—	—	—	—	—	—	—	6,3	4,0	0,2
Парокислородный	85	39	34,0	3,0	—	—	—	—	0,5	—	—	20,3	3,0	0,2
<i>С низким содержанием потенциального водорода (ниже 80%)</i>														
Генераторный газ из битуминозных топлив	53	13	28,0	2,5	—	—	—	—	0,3	—	—	7,0	49,0	0,2
Генераторный (из тощих топлив)	42	13	27,0	0,6	—	—	—	—	—	—	—	6,0	53,2	0,2
Доменный (древесноугольный)	42	8	27,0	1,8	—	—	—	—	—	—	—	12,0	51,2	—
Воздушный	33	0,5	32,5	—	—	—	—	—	—	—	—	1,0	66	—
Доменный (коксовый)	32	2,7	28,0	0,3	—	—	—	—	—	—	—	10,5	58,5	—
Продувочный (антрацитовый)	12	2,4	8,8	0,2	—	—	—	—	—	—	—	14,5	74	0,2
Продувочный (коксовый)	8	1,3	5,0	—	—	—	—	—	—	—	—	17,5	76	0,2

Состав воздуха

Наименование компонента	% по объему	% по весу
Кислород	20,95	23,10
Азот	78,08	75,60
Аргон	0,93	1,25
Углекислый газ	0,03	0,04
Прочие	0,01	0,01

Т а б л и ц а 199

Поправочные коэффициенты к формуле (72)*

Для газов с малым содержанием балласта N_2 и CO_2 (природный, нефтяной, сжиженный, коксовый, московский городской и др.), для жидкого и твердого топлива с невысокой влажностью (антрацит, каменные угли)			Для газов с высоким содержанием балласта N_2 и CO_2 (смешанный генератор- ный, воздушный, доменный) и для твердого топлива с невысокой влажностью (бурые угли, торф, дрова)	
$t_{г.г}$	C'	K	C'	K
100	0,82	0,78	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	0,96	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	—	—

$$* q_2 = \frac{t_{г.г}}{t_{макс}} [C' + (h-1) \cdot K \cdot B] 100 \text{ (см. стр. 111).}$$

Т а б л и ц а 200

Значения C_1 и C_2 в формуле (85)* для подсчета располагаемого тепла
продуктов горения

Наименование топлива	Температура продуктов горения t , °C					
	150—300		700—900		1400—1600	
	C_1	C_2	C_1	C_2	C_1	C_2
Антрацит	3,9	3,5	4,2	3,7	4,5	3,9
Каменный уголь	4,0	3,4	4,3	3,6	4,6	3,8
Бурый уголь типа челябинского	4,2	3,3	4,6	3,6	—	—
Бурый уголь типа подмосковного	5,0	3,7	5,4	4,0	—	—
Торф кусковой ($W^p \sim 40\%$)	5,1	3,7	5,5	4,0	—	—
Торф фрезерный ($W^p \sim 50\%$)	5,6	3,8	6,1	4,1	—	—
Дрова ($W^p \sim 40\%$)	5,2	3,7	5,7	4,0	—	—
Мазут	4,0	3,3	4,3	3,5	4,6	3,7
Нефтепромысловый газ	4,0	3,2	4,3	3,4	4,7	3,5
Природный газ	4,1	3,2	4,5	3,4	4,8	3,6
Коксовый газ	4,0	3,0	4,4	3,2	4,7	3,4
Доменный газ	5,8	5,3	6,4	5,7	—	—

$$* q_2 = \frac{t - t_n}{100} [C_1 + (h-1) \cdot C_2] \text{ (см. стр. 116).}$$

П р и м е ч а н и е. t_n — температура воздуха; $h = CO_{2макс} : (CO'_2 + CO' + CH'_4)$.

Значения величины $l = \frac{V_{\text{возд}} \cdot C_{\text{возд}}}{V_{\text{пр. гор}} \cdot C_{\text{пр. гор}}}$ для различных видов топлива
(округленно)

Топливо	l	Топливо	l
Антрацит	0,9	Природный газ	0,85
Каменный уголь	0,9	Коксовый газ	0,8
Бурый уголь	0,85	Генераторный газ из битуми- нозных топлив	0,6
Сланцы	0,8	Генераторный газ из тощих топлив	0,5
Торф	0,75	Доменный газ	0,5
Дрова	0,75		
Жидкое топливо	0,9		
Нефтяные газы	0,9		

Таблица 202

Значения средних теплоемкостей неразбавленных воздухом продуктов горения
топлива C_1 и воздуха C_2 в интервале температур от 0 до t°
ккал/м³ °С

$t, ^\circ\text{C}$	Теплоемкость продуктов горения		Теплоемкость воздуха, C_2	Теплоемкость доменного газа
	природных, нефтяных, коксовых газов, жид- кого топлива, каменных углей, антрацита C_1	дров, торфа, бурых углей, генераторного и доменного газов C_1		
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	

Теплоемкость продуктов горения от 0 до $t_{\text{макс}}$ различных видов твердого топлива, с содержанием от 0 до 40⁰%, влаги, в стехиометрическом объеме воздуха

Топливо	Содержание влаги W^p , %	Содержание золы A^p , %	Низшая теплотворная способность Q_p^p , ккал/кг	Жаро-производительность $t_{\text{макс}}$, °C	Теплоемкость продуктов горения от 0 до $t_{\text{макс}}$, ккал/м ³ °C
А н т р а ц и т					
Донецкий:					
АС	6	13,2	6400	2150	0,406
АРШ	8	20,0	5660	2137	0,405
П о л у а н т р а ц и т					
Егоршинский АР	5,5	20,8	5920	2120	0,404
К о к с					
Горючая масса	0	0	7700	2160	0,405
Рабочее топливо	15	11	5610	2060	0,405
К а м е н н ы й у г о л ь					
Донецкий:					
тощий Т, горючая масса . .	0	0	8260	2145	0,405
тощий Т, рабочее топливо	6	17	6320	2113	0,405
паровичный жирный ПЖ	6	18,8	5980	2118	0,405
газовый Г	8	14,7	5900	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
ленинский 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
Б у р ы й у г о л ь					
Челябинский	19	24,3	3700	1950	0,405
Богословский	28	25	2710	1790	0,405
Подмосковный	33	27	2300	1700	0,404
Т о р ф					
Кусковой	40	6,6	2560	1630	0,404
Фрезерный	50	5,5	2030	1480	0,402
Дрова	40	0,6	2440	1610	0,405

Теплоемкость продуктов горения от 0 до $t_{\text{макс}}$ генераторных и доменных газов в стехиометрическом объеме воздуха

Газ	Низшая теплотворная способность Q_p^p , ккал/нм ³	Жаропроиз- водитель- ность $t_{\text{макс}}$, °C	Теплоемкость продуктов горения от 0 до $t_{\text{макс}}$, ккал/нм ³ °C
Смешанный генераторный газ из битуми- нозных топлив	1440	1750	0,401
Смешанный генераторный газ из тощих топлив	1200	1670	0,398
Доменный	940	1470	0,400

Таблица 205

Средняя теплоемкость газов от 0 до t° (ккал/нм³ °C)

t , °C	CO ₂	H ₂ O	N ₂	O ₂	Воздух	CO	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄
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	0,3388			
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			

Средняя объемная теплоемкость газообразного топлива от 0 до t°
($\text{ккал/м}^3 \text{ }^\circ\text{C}$)

$t^\circ \text{C}$	Название газа			
	Доменный и генераторный	Коксовый	Природный	Сжиженный
0	0,32	0,32	0,37	0,8
100	0,32	0,33	0,39	0,9
200	0,32	0,34	0,42	1,0
300	0,33	0,35	0,45	1,1
400	0,33	0,36	0,48	1,2
500	0,33	0,37	0,51	1,3
600	0,34	0,38	0,54	1,4
700	0,34	0,39	0,57	1,5
800	0,34	0,40	0,60	1,6
900	0,35	0,41	0,62	1,7
1000	0,35	0,42	0,65	1,8

Т а б л и ц а 207

Средние теплоемкости сухой массы твердого топлива C^c
($\text{ккал/кг } ^\circ\text{C}$ [22])

Наименование топлива	Теплоемкость
Сланцы	0,21
Антрацит	0,22
Тощие каменные угли	0,22
Битуминозные каменные угли	0,26
Бурые угли	0,27
Торф	0,27

П р и м е ч а н и е. Теплоемкость рабочего топлива C^p подсчитывается по формуле $C^p = \frac{W^p}{100} + C^c \frac{100 - W^p}{100} \text{ ккал/кг } ^\circ\text{C}$.

Т а б л и ц а 208

Теплоемкость золы твердого топлива $C_{зл}$ (усредненные данные)

$^\circ\text{C}$	$C_{зл},$ ккал/кг град	$^\circ\text{C}$	$C_{зл},$ ккал/кг град
100	0,193	1 100	0,238
200	0,202	1 200	0,24
300	0,210	1 300	0,25
400	0,215	1 400	0,27
500	0,219	1 500	0,28
600	0,223	1 600	0,28
700	0,226	1 700	0,29
800	0,229	1 800	0,29
900	0,232	1 900	0,30
1000	0,235	2 000	0,30

П р и м е ч а н и е. Значения теплоемкости золы при высоких температурах приведены с учетом теплоты перехода из твердого в жидкое состояние [22].

Степень диссоциации двуокиси углерода α , %

t, °C	Парциальное давление двуокиси углерода, атм																							
	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	42,5	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	30,4	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	71,8	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	72,9
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, σ %

Нарядные давления водяного пара, мм

$t, ^\circ\text{C}$	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,2	1,4	1,6	1,8	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0	4,5	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0	1,00
1600	0,90	0,85	0,80	0,75	0,70	0,65	0,63	0,60	0,58	0,56	0,54	0,52	0,50	0,48	0,46	0,44	0,42	0,40	0,38	0,35	0,32	0,30	0,29	0,28
1700	1,60	1,45	1,35	1,27	1,20	1,16	1,12	1,08	1,02	0,95	0,90	0,85	0,80	0,76	0,73	0,70	0,67	0,64	0,62	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50
1800	2,70	2,40	2,25	2,10	2,00	1,90	1,85	1,80	1,70	1,60	1,53	1,46	1,40	1,30	1,25	1,20	1,15	1,10	1,05	1,00	0,95	0,90	0,86	0,83
1900	4,45	4,05	3,80	3,60	3,40	3,25	3,10	3,00	2,85	2,70	2,60	2,50	2,40	2,20	2,10	2,00	1,90	1,80	1,70	1,63	1,56	1,50	1,45	1,40
2000	6,30	5,75	5,35	5,05	4,80	4,60	4,45	4,30	4,00	3,80	3,55	3,50	3,40	3,15	2,95	2,80	2,65	2,57	2,50	2,40	2,30	2,20	2,10	2,00
2100	9,35	8,55	7,95	7,50	7,10	6,80	6,55	6,35	6,00	5,70	5,45	5,25	5,10	4,80	4,55	4,30	4,10	3,90	3,70	3,55	3,40	3,25	3,10	3,00
2200	13,4	12,3	11,5	10,8	10,3	9,90	9,60	9,30	8,80	8,35	7,95	7,65	7,40	6,90	6,50	6,25	5,90	5,65	5,40	5,10	4,90	4,70	4,55	4,40
2300	17,5	16,0	15,4	15,0	14,3	13,7	13,3	12,9	12,2	11,6	11,1	10,7	10,4	9,6	9,1	8,7	8,4	8,0	7,7	7,3	6,9	6,7	6,4	6,2
2400	24,4	22,5	21,0	20,0	19,1	18,4	17,7	17,2	16,3	15,6	15,0	14,4	13,9	13,0	12,2	11,7	11,2	10,8	10,4	9,9	9,4	9,0	8,7	8,4
2500	30,9	28,5	26,8	25,6	24,5	23,5	22,7	22,1	20,9	20,0	19,3	18,6	18,0	16,8	15,9	15,2	14,6	14,1	13,7	12,9	12,3	11,7	11,3	11,0
2600	39,7	37,1	35,1	33,5	32,4	31,0	30,1	29,2	27,8	26,7	25,7	24,8	24,1	22,6	21,5	20,5	19,7	19,1	18,5	17,5	16,7	16,0	15,5	15,0
2700	47,3	44,7	42,6	40,7	39,2	37,9	36,9	35,9	34,2	33,0	31,8	30,8	29,9	28,2	26,8	25,7	24,8	24,0	23,3	22,1	21,1	20,3	19,6	19,0
2800	57,6	54,5	52,2	50,3	48,7	47,3	46,1	45,0	43,2	41,6	40,4	39,3	38,3	36,2	34,6	33,3	32,2	31,1	30,2	28,8	27,6	26,6	25,8	25,0
2900	65,6	62,8	60,5	58,6	56,9	55,5	54,3	53,2	51,3	49,7	48,3	47,1	46,0	43,7	41,9	40,5	39,2	38,1	37,1	35,4	34,1	32,9	31,9	31,0
3000	72,9	70,6	68,5	66,7	65,1	63,8	62,6	61,6	59,6	58,0	56,6	55,4	54,3	51,9	50,0	48,4	47,0	45,8	44,7	42,9	41,4	40,1	39,0	38,0

Подсчет значения h при сжигании доменного газа с коэффициентом избытка воздуха $\alpha = 1,3$ *

Состав доменного газа, %	Расход кислорода на 100 нм ³ газа при $\alpha = 1$, нм ³	Объем сухих продуктов горения на 100 нм ³ газа при $\alpha = 1$, нм ³		
		CO ₂	N ₂	CO ₂ +N ₂
CO ₂ 10,5	—	10,5	Из воздуха	—
CO 28,0	14,0	28,0	$16 \cdot 3,76 = 60,2$	—
H ₂ 2,7	1,35	—	—	—
CH ₄ 0,3	0,6	0,3	Из газа 58,5	—
N ₂ 58,5	—	—	—	—
Сумма	~ 16	38,8	118,7	157,5

* См. стр. 73.

НОМОГРАММЫ ДЛЯ ПОДСЧЕТА РАСПОЛАГАЕМОГО ТЕПЛА ПРОДУКТОВ ГОРЕНИЯ И ПОТЕРЬ ТЕПЛА ВСЛЕДСТВИЕ НЕПОЛНОТЫ ГОРЕНИЯ¹

Простой вид формул (74) и (87) позволяет представить их в виде номограмм и тем самым еще более упростить теплотехнические расчеты.

Для номографирования формулы (74) ей удобно придать вид формулы (85)

$$q_2 = \frac{t_{y.r} - t_v}{100} [C_1 + (h - 1) C_2],$$

где

$$C_1 = \frac{C' \cdot 100 \cdot 100}{t_{\text{макс}}};$$

$$C_2 = \frac{KB \cdot 100 \cdot 100}{t_{\text{макс}}}.$$

Коэффициенты C_1 и C_2 являются практически постоянными в большом интервале температур продуктов сгорания большинства видов топлива (см. табл. 202, стр. 386). Это дает возможность для топлива с высокой жаропроизводительностью построить общую номограмму для подсчета потерь тепла с уходящими газами q_2 в зависимости от $t_{y.r}$ и h .

При составлении номограммы для подсчета q_2 для определенного вида топлива целесообразно в формулу (85) вместо величины h подставить ее значение из выражения (39). Поскольку $\text{CO}_{2\text{макс}}$ или $\text{RO}_{2\text{макс}}$ для данного топлива является постоянной величиной, q_2 можно представить в виде зависимости от температуры уходящих газов и суммы углеродсодержащих компонентов продуктов сгорания:

$$q_2 = f[t_{y.r} \sum (\text{RO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4)].$$

Построение номограмм для подсчета величины q_2 по формуле (85) производится следующим образом (см. рис. 17—24).

В произвольно выбранном масштабе строится неподвижная сетка $q_2 - t_{y.r}$. По оси абсцисс отложена шкала температур в °C, а по оси ординат — шкала q_2 в %. Затем, задаваясь одним постоянным значением h (или суммы $\text{RO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4$), определяют q_2 при различных температурах уходящих газов. Найденные значения q_2 наносят на неподвижную сетку. Соединив эти точки, получим линию $h = \text{const}$, выражающую зависимость q_2 от $t_{y.r}$ при данной степени разбавления продуктов горения избыточным воздухом. Аналогичным образом проводят все остальные линии в интервалах заданных значений h или $(\text{RO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4)$.

При построении номограмм для определения потерь тепла вследствие химической неполноты горения q_3 по формуле (77) по оси абсцисс

¹ Номограммы составлены инж. Ф. Таги-Заде. Номограммы I—XI даны в виде вкладок.

(см. номограммы IX—XI, рис. 25—27) строится шкала $Q_{\text{пр.г}}$ — химическая теплота продуктов неполного сгорания в ккал/нм^3 , а по оси ординат — шкала q_3 в $\%$. Значения величины p для различных видов топлива приведены в гл. XIX.

Ниже приводятся номограммы для определения располагаемого тепла продуктов сгорания q_2 и потерь тепла вследствие химической неполноты горения q_3 .

1. *Номограммы I и II* (рис. 17 и 18) построены для подсчета физических потерь тепла с уходящими газами при сжигании природного и московского городского газа.

Номограмма I имеет шкалу температур с делениями в 10° , от 0° до 600° и шкалу q_2 с делениями 0,5% от 0 до 30%. Линии $\Sigma(\text{RO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4)$ проведены через 0,5% от 2 до 15%.

Номограмма II (рис. 18) имеет шкалу температур с делениями в 20° , от 0 до 1600° и шкалу q_2 с делениями 1% от 0 до 80%. Линии $\Sigma(\text{RO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4)$ проведены через 0,2% от 2 до 15%.

Принятые постоянными при построении этих номограмм теплотехнические характеристики сжигаемого газа приведены в табл. 80 и 81.

На линиях $\Sigma(\text{RO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4)$ по контуру номограмм указаны значения калориметрической температуры горения при данной степени разбавления продуктов сгорания избыточным воздухом $t_{\text{кал}}$, подсчитанные по формуле

$$t_{\text{кал}} = \frac{t_{\text{макс}}}{C' + (h-1) \text{КВ}}.$$

Для пользования номограммами 17 и 18 достаточно располагать данными о составе продуктов сгорания и температуре уходящих газов.

2. *Номограммы III и IV* (рис. 19 и 20) построены для определения располагаемого тепла продуктов сгорания q_2 при сжигании мазута.

Номограмма III имеет шкалу температур от 0 до 600° с делениями в 10° и шкалу q_2 от 0 до 30% с делениями 0,2%. Линии $\Sigma(\text{RO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4)$ проведены через каждый 1% от 3 до 21%.

Номограмма IV имеет температурную шкалу $0-1600^\circ$ с делениями 20° и шкалу q_2 от 0 до 80% через каждые 0,5%. Линии $\Sigma(\text{RO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4)$ проведены от 3 до 21% с интервалом 1%.

3. *Номограммы V и VI* (рис. 21 и 22) построены для определения физических потерь тепла с уходящими газами при сжигании каменных углей и антрацитов.

Номограмма V имеет температурную шкалу $0-600^\circ$ с делениями в 10° и шкалу q_2 — $0-30\%$ с интервалом 0,2%. Линии $\Sigma(\text{RO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4)$ проведены от 3 до 21% с интервалом в 1%.

Номограмма VI имеет шкалу температур $0-1600^\circ$ с делениями в 20° и шкалу q_2 — $0-80\%$ с делениями в 1%.

Линии $\Sigma(\text{RO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4)$ проведены с интервалом в 1%. По контуру номограмм III, IV, V и VI на линиях $\Sigma(\text{RO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4)$ указаны значения калориметрической температуры горения $t_{\text{кал}}$, соответствующей данной степени разбавления продуктов горения избыточным воздухом.

4. *Номограммы VII и VIII* (рис. 23 и 24) построены для определения располагаемого тепла продуктов сгорания q_2 при сжигании топлива с высокой жаропроизводительностью (выше 2000°), а именно:

горючих газов с малым содержанием балласта (нефтепромысловый, сжиженный, коксовый, водяной);
жидкого топлива (мазут, керосин, дизельное топливо);
твердого топлива с невысокой влажностью (каменные угли, антрацит).
Эти номограммы построены по формуле по средним значениям C_1 и C_2 , приведенным в табл. 76 для указанных видов топлива.

Номограмма VII имеет температурную шкалу 0—600° с делениями в 10° и шкалу q_2 от 0 до 30% с делениями 0,2%.

Линии h проведены от 0,7 до 5,0 через каждые 0,10.

Номограмма VIII имеет температурную шкалу 0—1600° с делениями 20° и шкалу q_2 0—80 через 1,0%.

Линии h проведены от 0,7 до 5,0 через каждые 0,05.

Для пользования номограммами VII и VIII необходимо предварительно по составу продуктов сгорания подсчитать величину h (формула 38).

По номограммам I—VIII можно подсчитать также степень использования тепла продуктов сгорания в теплообменных аппаратах (экономайзеры, воздухоподогреватели и т. п.). Для этого необходимо иметь данные о составе продуктов сгорания и их температуре на входе и выходе из теплообменника.

5. Номограммы IX—X—XI (рис. 25, 26, 27) построены для определения потерь тепла вследствие химической неполноты горения при сжигании природного газа (номограмма IX), жидкого топлива (X), каменных углей и антрацита (XI).

При построении этих номограмм приняты следующие значения величин p и $RO_{2\text{макс}}$:

	ккал/нм ³	%
для природного газа	$p = 1000$,	$RO_{2\text{макс}} = 11,8$
для жидких топлив	$p = 970$,	$RO_{2\text{макс}} = 16,0$
для каменных углей и антрацита	$p = 930$,	$RO_{2\text{макс}} = 19,0$

Номограмма IX имеет шкалу q_3 — 0—16% через каждые 0,2% и $Q_{\text{пр.г.}}$ — 0—140 ккал/нм³ через каждые 2 ккал/нм³.

Линии $\Sigma(RO_2 + CO + CH_4)$ проведены от 2 до 15% через каждые 0,2%.

Номограмма X имеет шкалу q_3 — 0—8% через каждые 0,1% и $Q_{\text{пр.г.}}$ — 0—70 ккал/нм³ через каждые 1 ккал/нм³.

Линии $\Sigma(RO_2 + CO + CH_4)$ проведены от 4 до 21% через каждый 1%.

Номограмма XI имеет шкалу q_2 — 0—16 с делениями 0,2% и шкалу $Q_{\text{пр.г.}}$ 0—140 ккал/нм³ через каждые 2 ккал/нм³.

Линии $\Sigma(RO_2 + CO + CH_4)$ проведены от 5 до 25% через каждый 1%.

Для использования номограмм IX—XI необходимо по составу уходящих газов определить теплотворную способность продуктов горения по формуле

$$Q_{\text{пр.г.}} = 30,2 CO + 25,8 H_2 + 85,5 CH_4 \text{ ккал/нм}^3,$$

где CO, H_2 и CH_4 — содержание горючих компонентов в продуктах сгорания в %.

Примеры применения номограмм.

Пример 1. Дан состав продуктов горения природного газа: RO_2 — 7,5; O_2 — 6,45; CO — 0,95%. Температура уходящих газов 219°, температура воздуха 20°. Требуется определить q_2 и q_3 :

а) по номограмме I находим точку пересечения перпендикуляра, восстановленного на точки $t_{\text{г.г.}} - t_{\text{в.}} = 199^\circ$ на шкале абсцисс, с линией $\Sigma(RO_2 + CO + CH_4) = 8,45\%$ и, проектируя ее на шкалу q_2 , читаем ответ: 10,8%;

б) по номограмме IX находим точку пересечения перпендикуляра, восстановленного из точки $Q_{\text{пр.г.}} = 30,2 \cdot CO = 28,7$ ккал/нм³ на оси абсцисс, с линией $\Sigma(RO_2 + CO + CH_4) = 8,45\%$ и, проектируя ее на шкалу q_3 , читаем ответ: 4,1%.

Пример 2. Дан состав продуктов горения мазута: RO_2 — 12,6; O_2 — 3,75; CO — 0,17; H_2 — 0,4; CH_4 — 0,05%. Требуется определить q_3 .

Определяем теплотворную способность продуктов горения

$$Q_{\text{пр.г.}} = 30,2 CO + 25,8 H_2 + 85,5 CH_4 = 19,7 \text{ ккал/нм}^3;$$

по номограмме X находим точку пересечения перпендикуляра, восстановленного из точки 19,7, с линией $\Sigma(\text{RO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4) = 12,82$ и, проектируя ее на шкалу q_3 , читаем ответ: 2,52%.

Пример 3. Дан состав продуктов горения каменного угля: RO_2 — 16,8; CO — 0,7%, покидающих точку с температурой 1300°. Температура воздуха, поступающего в точку, 25°.

Требуется определить располагаемое тепло продуктов горения q_2 и потери тепла с химическим недожогом q_3 .

Определяем степень разбавления продуктов горения избыточным воздухом

$$h = \frac{\text{RO}_{2\text{макс}}}{\text{RO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4} = \frac{19,0}{16,8 + 0,7} = 1,09;$$

по номограмме VIII находим точку пересечения перпендикуляра, восстановленного из точки 1275°, с линией $h = 1,09$ и, проектируя ее на шкалу q_2 , читаем ответ: 61,3%.

По номограмме XI находим точку пересечения перпендикуляра, восстановленного из точки 30,2 $\text{CO} = 21,2$ ккал, с линией $\Sigma(\text{RO}_2 + \text{CO}) = 17,5\%$ и, проектируя ее на шкалу q_3 , читаем ответ: 2,5%.

В табл. 212 приведены результаты сравнительных подсчетов располагаемого тепла продуктов сгорания q_2 и потерь тепла вследствие химической неполноты горения q_3 при сжигании некоторых видов топлива по существующей и предлагаемой методикам.

Т а б л и ц а 212

Результаты подсчетов потерь тепла с уходящими газами и вследствие химической неполноты горения по различным методам

Топливо	q_2 , %				q_3 , %		
	по приня- той мето- дике	по упро- щенной методике	по номо- граммам I—VI	по груп- повым но- мограм- мам VII и VIII	по приня- той мето- дике	по упро- щенной методике	по номо- граммам IX—XI
Природный газ	10,9	10,7	10,8	—	—	—	—
Московский городской газ	20,8	20,7	20,7	20,9	—	14,4	14,5
Дизельное топливо	20,8	21,3	21,6	21,6	—	—	—
Мазут	10,9	10,8	10,9	11,2	2,2	2,4	2,5
Антрацит	6,1	6,3	6,0	6,3	—	2,6	2,5

ВЫВОДЫ

1. Рассмотрено влияние состава топлива на его жаропроизводительность и теплотворную способность, отнесенную к единице объема сухих продуктов горения.

2. Показано, что для различных видов топлива со сравнительно малым содержанием балласта, переходящего в продукты горения, как, например, для антрацита, каменных углей, жидкого топлива, нефтяных, природных, коксовых газов, жаропроизводительность и теплотворная способность, отнесенные к единице объема сухих продуктов горения, испытывают весьма малые колебания при значительных изменениях теплотворной способности топлива.

3. Предложена упрощенная методика теплотехнических расчетов, основанная на постоянстве жаропроизводительности и теплотворной способности, отнесенной к единице объема сухих продуктов горения, для определенных видов топлива, например для каменных углей, жидкого топлива, нефтяных газов.

4. Приведены подсчеты потерь тепла с уходящими газами и вследствие химической неполноты горения, коэффициентов полезного действия газификации, эффективности рекуперации тепла по предлагаемой и по принятой в настоящее время методике; установлено хорошее совпадение результатов.

5. Результаты подсчетов показали, что применение предлагаемой методики позволяет в ряде случаев упростить проведение и обработку материалов теплотехнических испытаний.

6. Предлагаемая методика позволяет также весьма просто проверить правильность подсчетов, выполненных по принятой в настоящее время более сложной и трудоемкой методике.

7. Разработана простая методика теплотехнических расчетов при совместном сжигании двух видов топлива; при ступенчатом использовании тепла; при работе на обогащенном кислородом воздухе; при выделении из нагреваемой шихты углекислого газа и водяного пара; при конденсации водяного пара, содержащегося в продуктах горения.

ОСНОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ И ФОРМУЛЫ

ОСНОВНЫЕ УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

Теплотехнические характеристики топлива

- Q_v — высшая теплотворная способность топлива с учетом образования воды при сгорании водорода (ккал/моль, ккал/кг или ккал/нм³ для газа).
- Q_n — низшая теплотворная способность топлива с учетом образования водяного пара при сгорании водорода и расхода тепла на испарение содержащейся в топливе влаги (ккал/моль, ккал/кг или ккал/нм³ для газа).
- $t_{\text{макс}}$ — жаропрочность 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° С.
- $t'_{\text{макс}}$ — 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.
- $V_{\text{с.г}}$ — объем сухих продуктов полного сгорания 1 кг твердого и жидкого топлива или 1 нм³ газа в теоретически необходимом количестве воздуха (нм³).
- 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 теплотворная способность топлива, отнесенная к 1 нм³ сухих продуктов полного сгорания в теоретически необходимом количестве воздуха (ккал/нм³).
- h — отношение действительного и теоретического объемов сухих продуктов горения.
- R — низшая теплотворная способность топлива, отнесенная к 1 нм³ влажных продуктов полного сгорания в теоретически необходимом объеме воздуха (ккал/нм³).

Топливо твердое и жидкое

	Рабочее топливо	Сухая масса	Горючая масса
Влага (%)	W^p	—	—
Зола (%)	A^p	A^c	—
Сера горючая (органическая + колчеданная сера) (%)	S_F^p	S_F^c	S^r
Углерод (%)	C^p	C^c	C^r
Водород (%)	H^p	H^c	H^r
Кислород (%)	O^p	O^c	O^r
Азот (%)	N^p	N^c	N^r
Теплотворная способность высшая . . .	Q_v^p	Q_v^c	Q_v^r
Теплотворная способность низшая . . .	Q_n^p	Q_n^c	Q_n^r

Состав в объемных процентах:

H_2 — водород;	C_2H_4 — этилен;
CO — окись углерода;	C_nH_m — непредельные углеводороды;
CH_4 — метан;	H_2S — сероводород;
C_2H_6 — этан;	O_2 — кислород;
C_3H_8 — пропан;	CO_2 — двуокись углерода;
C_4H_{10} — бутан;	N_2 — азот;
Q_v — высшая теплотворная способность сухого газа (ккал/моль или ккал/нм ³);	
Q_n — низшая теплотворная способность сухого газа (ккал/моль или ккал/нм ³);	
d — содержание влаги в г/нм ³ сухого газа.	

Продукты горения (дымовые газы)

Объемный процент в сухих газах:

CO'_2 — двуокись углерода;	H'_2 — водород;
SO'_2 — сернистый газ;	CH'_4 — метан;
CO' — окись углерода;	$C_2H'_4$ — этилен.
RO'_2 — двуокись углерода + сернистый газ ($CO'_2 + SO'_2$).	
$CO_{2 \text{ макс}}$ — максимально возможное содержание CO_2 в сухих продуктах горения бессернистого топлива (полнота сгорания в теоретически необходимом количестве воздуха).	
$RO_{2 \text{ макс}}$ — максимально возможное содержание RO_2 в сухих продуктах горения сернистого топлива (полнота сгорания в теоретически необходимом количестве воздуха).	
$Q_{\text{пр. гор}}$ — низшая теплотворная способность горючих компонентов в продуктах неполного сгорания (ккал/нм ³ сухих продуктов горения).	
$V_{\text{пр. гор}}$ — объем продуктов горения (нм ³).	
V_{CO_2} — объем двуокиси углерода (нм ³).	
V_{H_2O} — объем водяного пара (нм ³).	
V_{N_2} — объем азота (нм ³).	
V_{O_2} — объем кислорода (нм ³).	
V_{CO} — объем окиси углерода (нм ³).	
V_{H_2} — объем водорода (нм ³).	
V_{CH_4} — объем метана (нм ³).	
$V_{с. г}$ — объем сухих продуктов горения (нм ³).	
V_{Σ} — суммарный объем влажных продуктов горения (нм ³).	
$V_{N_2}^0$ — объем азота в продуктах полного сгорания в теоретически необходимом количестве воздуха (нм ³).	
V^0 — объем воздуха, необходимый для сгорания топлива (нм ³).	
$t_{у. г}$ — температура уходящих газов.	
$t_{\text{возд}}$ — температура воздуха.	

Теплоемкость (средняя при постоянном давлении), ккал/нм³°C

C_{CO_2} — двуокиси углерода.	C_{CO} — окиси углерода.
C_{H_2O} — водяного пара.	C_{H_2} — водорода.
C_{N_2} — азота.	C_{CH_4} — метана.
C_{O_2} — кислорода.	
$C_{\text{пр. гор}}$ — средневзвешенная продуктов горения.	
$C_{0-t_{\text{макс}}}$ — средневзвешенная теплоемкость продуктов горения от 0° до $t_{\text{макс}}$.	

- C'* — отношение теплоемкости продуктов горения теоретического состава в интервалах температур от 0° до $t_{y.r}$ и от 0° до $t_{макс}$.
- K* — отношение объемной теплоемкости воздуха в интервале температур от 0° до $t_{y.r}$ к объемной теплоемкости продуктов горения теоретического состава от 0° до $t_{макс}$.

СТАТЬИ ТЕПЛОВОГО БАЛАНСА КОТЛОВ

Наименование	В ккал	В % к теплотворной способности сжигаемого топлива
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 горения	Q_3	q_3
Потери тепла вследствие механической неполноты горения	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_I — потенциальное тепло сжигаемого в печи топлива при рекуперации тепла (ккал/час).
- $П$ — количество тепла, используемое в печи и теряемое в окружающее пространство (ккал/час).
- a — суммарные потери тепла с уходящими газами (%).
- R — степень рекуперации тепла.
- $Э$ — 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

Теплотворная способность¹.

Твердое и жидкое топливо (стр. 11)

$$Q_b = 81C + 300H - 26(O - S) \text{ ккал/кг,}$$

$$Q_n = 81C + 300H - 26(O - S) - 6(W + 9H) \text{ ккал/кг.}$$

Газообразное топливо (стр. 11)

$$Q_b = 30,2CO + 30,5H_2 + 95CH_4 + 166C_2H_6 + 237C_3H_8 + 307C_4H_{10} + 377C_5H_{12} + 150C_2H_4 + 220C_3H_6 + 290C_4H_8 + 360C_5H_{10} + 350C_6H_6 + 61H_2S \text{ ккал/нм}^3$$

$$Q_n = 30,2CO + 25,8H_2 + 85,5CH_4 + 152C_2H_6 + 218C_3H_8 + 283C_4H_{10} + 349C_5H_{12} + 141C_2H_4 + 205C_3H_6 + 271C_4H_8 + 337C_5H_{10} + 335C_6H_6 + 56H_2S \text{ ккал/нм}^3$$

Количество воздуха, необходимое для сгорания топлива

Твердое и жидкое топливо (стр. 12)

$$L_b^0 = \frac{1}{23} (2,67C^p + S_F^p + 8H^p - O^p) \text{ кг/кг топлива}$$

$$V_b^0 = \frac{1}{30} (2,67C^p + S_F^p + 8H^p - O^p) \text{ нм}^3/\text{кг топлива}$$

$$V_b^0 = 0,0889K^p + 0,265H^p - 0,0333O^p \text{ нм}^3/\text{кг топлива}$$

¹ 1 ккал = 4,187 кдж; 1 ккал/кг = 4,187 кдж/кг; 1 ккал/нм³ = 4,187 кдж/нм³.

Газообразное топливо (стр. 12)

$$V_B^0 = \frac{1}{21} (0,5H_2 + 0,5CO + 2CH_4 + 3,5C_2H_6 + 5C_3H_8 + 6,5C_4H_{10} + \\ + 8C_5H_{12} + 3C_2H_4 + 4,5C_3H_6 + 1,5H_2S) \text{ нм}^3/\text{нм}^3 \text{ газа.}$$

Расход воздуха с учетом коэффициента избытка воздуха α $V_B = V_B^0 \alpha$ нм³/кг топлива или нм³/нм³ газообразного топлива. Содержание избыточного воздуха в продуктах горения $V_B^{\text{изб}} = (\alpha - 1) V_B^0$ нм³/кг топлива или нм³/нм³ газообразного топлива.

Объем продуктов горения топлива

Твердое и жидкое топливо (стр. 14).

Объем продуктов полного сгорания в стехиометрическом количестве воздуха

$$V_{CO_2} = 0,0187C^P \text{ нм}^3/\text{кг топлива}$$

$$V_{RO_2} = 0,0187K^P \text{ нм}^3/\text{кг топлива}$$

$$V_{H_2O} = 0,111H^P + 0,012W^P + 0,016V_B^0 \text{ нм}^3/\text{кг топлива}$$

$$V_{N_2}^0 = 0,79V_B^0 + 0,008N^P \text{ нм}^3/\text{кг топлива}$$

$$V_{c. r.}^0 = V_{RO_2} + V_{N_2}^0 \text{ нм}^3/\text{кг топлива}$$

$$V_{\Sigma}^0 = V_{RO_2} + V_{N_2}^0 + V_{H_2O}^0 \text{ нм}^3/\text{кг топлива.}$$

Объем сухих продуктов полного сгорания при $\alpha > 1$

$$V_{c. r.} = V_{RO_2} + V_{N_2} + V_{O_2} = 0,0187K^P + 0,79V_B^0\alpha + 0,21V_B^0(\alpha - 1) \text{ нм}^3/\text{кг топлива}$$

$$V_{c. r.} = 1,87 \frac{K^P}{RO_2} \text{ нм}^3/\text{кг топлива.}$$

Объем сухих продуктов неполного горения

$$V_{c. r.} = \frac{1,87K^P}{RO_2 + CO + CH_4} \text{ нм}^3/\text{кг топлива.}$$

Суммарный объем продуктов горения

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

Газообразное топливо (стр. 15).

Объем продуктов полного сгорания в стехиометрическом количестве воздуха

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

$$V_{RO_2} = V_{CO_2} + 0,01H_2S \text{ нм}^3/\text{нм}^3 \text{ газа,}$$

$$V_{N_2} = 0,79V_B^0 + 0,01N_2 \text{ нм}^3/\text{нм}^3 \text{ газа,}$$

$$V_{H_2O} = 0,01 (H_2 + 2CH_4 + 3C_2H_6 + 4C_3H_8 + 5C_4H_{10} + 6C_5H_{12} + \\ + 2C_2H_4 + 3C_3H_6 + H_2S) + 0,016V_B^0 \text{ нм}^3/\text{нм}^3 \text{ газа,}$$

$$V_{c. r.} = V_{RO_2} + V_{N_2} \text{ нм}^3/\text{нм}^3 \text{ газа,}$$

$$V_{\Sigma} = V_{RO_2} + V_{N_2} + V_{H_2O} \text{ нм}^3/\text{нм}^3 \text{ газа.}$$

Объем сухих продуктов полного сгорания при $\alpha > 1$

$$V_{c. r.} = V_{c. r.}^0 + V_B^0(\alpha - 1) \text{ нм}^3/\text{нм}^3 \text{ газа}$$

$$V_{c. r.} = \frac{CO_2 + CO + CH_4 + 2C_2H_6 + 3C_3H_8 + 4C_4H_{10} + 2C_2H_4 + 3C_3H_6 + H_2S}{RO_2'} \text{ нм}^3/\text{нм}^3 \text{ газа.}$$

Объем сухих продуктов неполного горения

$$V_{\text{с.г}} = \frac{\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4 + 2\text{C}_2\text{H}_6 + 3\text{C}_3\text{H}_8 + 4\text{C}_4\text{H}_{10} + 2\text{C}_2\text{H}_4 + 3\text{C}_3\text{H}_6 + \text{H}_2\text{S}}{\text{RO}_2' + \text{CO}' + \text{CH}_4'} \text{ нм}^3/\text{нм}^3 \text{ газа.}$$

Суммарный объем продуктов горения

$$V_{\Sigma} = V_{\text{с.г}} + V_{\text{H}_2\text{O}} \text{ нм}^3/\text{нм}^3 \text{ газа.}$$

Температура горения, °C

Жаропроизводительность (стр. 89)

$$t_{\text{макс}} = Q_{\text{п}} : VC_{0-t \text{ макс.}}$$

Калориметрическая температура горения (стр. 96)

$$t_{\text{кв.л}} = Q_{\text{н}} : (V_1 C_1 + V_2 C_2),$$

$$t_{\text{кв.л}} = \frac{t_{\text{макс}} C_0 - t_{\text{макс}}}{C_1 + (h-1) C_2}.$$

Теоретическая температура горения (стр. 103)

$$t_{\text{теор}} = \frac{Q_{\text{п}} - Q_{\text{дисс.}}}{V_1 C_1}.$$

Расчетная температура горения (стр. 108)

$$t_{\text{р.сч}} = \frac{Q_{\text{п}} - Q_{\text{дисс.}}}{V_1 C_1 + V_2 C_2}.$$

Теплосодержание продуктов горения (стр. 67) ккал/нм³

Теплотворная способность, отнесенная к 1 нм³ сухих продуктов горения

$$P = Q_{\text{п}} : V_{\text{с.г.}}$$

Теплотворная способность, отнесенная к 1 нм³ влажных продуктов горения

$$R = Q_{\text{п}} : V_{\Sigma}.$$

CO₂ макс (или RO₂ макс) сухих продуктов горения, %

при полном сгорании топлива (стр. 76)

$$\text{CO}_2 \text{ макс} = \frac{100 \text{ CO}_2}{100 - 4,76 \text{ O}_2};$$

при неполном сгорании топлива (стр. 82)

$$\text{CO}_2 \text{ макс} = \frac{(\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4) 100}{100 - 4,76 (\text{O}_2 - 0,3 \text{ CO} - 0,2 \text{ H}_2 - 1,6 \text{ CH}_4)}.$$

Коэффициенты избытка воздуха и разбавления продуктов горения

Коэффициент разбавления сухих продуктов горения h (стр. 73)
при полном сгорании топлива

$$h = \text{CO}_2 \text{ макс} : \text{CO}_2;$$

при неполном сгорании топлива

$$h = \text{CO}_2 \text{ макс} : (\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{CH}_4).$$

Коэффициент избытка воздуха (расхода воздуха) α (стр. 351; 345)

$$\alpha = 1 + (h - 1) \frac{V_{\text{с.г.}}}{V_{\text{в}}},$$

$$\alpha = (\text{O}_2 + n \text{CO}_2) : n \text{CO}_2.$$

Состав продуктов горения

Содержание кислорода в продуктах полного сгорания (стр. 83)

$$\text{O}_2 = a (\text{CO}_{2 \text{ макс}} - \text{CO}_2) \%$$

Содержание окиси углерода в продуктах горения (стр. 178)

$$\text{CO} = (21 - a \text{CO}_2 - \text{O}_2) : (a - 0,4)$$

Отношение объемов сухих и влажных продуктов горения (стр. 70)

$$B = V_{\text{с.г.}} : V_{\Sigma}$$

Потери тепла с уходящими газами, % (стр. 112; 182)

$$q_2 = \frac{t_{\text{г.г.}} - t_{\text{в}}}{t'_{\text{макс}}} [C' + (h - 1) BK] 100,$$

$$q_2 = 0,01 (t_{\text{г.г.}} - t_{\text{в}}) Z$$

Потери тепла вследствие неполноты горения, %

Потери тепла вследствие химической неполноты горения (стр. 148)

$$q_3 = \frac{Q_{\text{нр. горен.}} \cdot h \cdot 100}{P},$$

$$q_3 = (30 \text{CO} + 25 \text{H}_2 + 85 \text{CH}_4) h \frac{100}{P};$$

Потери тепла с уносом (стр. 179)

$$q_{\text{ун}} = \frac{Q_{\text{уноса}} \cdot h \cdot 100}{P}.$$

Коэффициент полезного действия, %

паровых и водогрейных котлов (стр. 265)

$$\eta = 100 - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5);$$

отопительных печей (стр. 276)

$$\eta = 100 - (q_2 + q_3 + q_4);$$

газификации (стр. 297)

$$\eta = \frac{Q_{\text{газа}} \cdot h \cdot C_{\text{г}}}{P}.$$

ЛИТЕРАТУРА

1. Д. И. Менделеев. Основы фабрично-заводской промышленности. 1897. Сочинения, т. XI, стр. 882. Изд-во АН СССР, 1949.
2. Г. Ф. Кнорре. Тепловые расчеты по газовому анализу. Энергоиздат, 1947. Топочные процессы. Энергоиздат, 1959. Изв. АН СССР, ОТН, № 8, 1951.
3. Н. И. Белоконов. Характеристики горючей массы топлива. Сб. «Вопросы транспортной энергетики». Труды ЦНИЛ МПС, № 135, 1957.
4. С. Я. Корницкий. Приведенные характеристики котельных топлив и их влияние на распределение и размеры поверхностей нагрева котельного агрегата. Изв. АН СССР, ОТН, № 1, 1939.
5. С. Я. Корницкий, Я. М. Рубинштейн. Общая теплотехника. Энергоиздат, 1952.
6. А. М. Гурвич. О расчете продуктов полного сгорания. Изв. АН СССР, ОТН, № 9, 1945.
7. С. Г. Тройб. Топливо и расчеты горения. Глава в книге «Металлургические печи» под научной редакцией проф. М. А. Глинкова. Metallurgizdat, 1952.
8. Д. И. Менделеев. Горючие материалы. 1893. Сочинения, т. XI. Изд-во АН СССР, 1949.
9. Д. И. Менделеев. О теплоте горения углей и другого топлива. Журнал Русского физико-химического об-ва, 1897, т. 29, вып. 2, часть химическая, отд. 1, стр. 144. Сочинения, т. XV, стр. 627. Изд-во АН СССР, 1949.
10. Физико-химические свойства индивидуальных углеводородов. Под редакцией М. Д. Тиличеева. Гостоптехиздат, 1945—1953 гг.
11. М. П. Вукалович, В. А. Кириллин, Я. А. Ремизов, В. С. Силецкий, В. Н. Тимофеев. Термодинамические свойства газов. Машгиз, 1953.
12. Я. К. Сыркин, М. Е. Дяткина. Химическая связь и строение молекул. Госхимиздат, 1946.
13. Л. Паулинг. Природа химической связи. Госхимиздат, 1947.
14. М. Х. Карапетянц. Химическая термодинамика. Госхимиздат, 1953.
15. В. Н. Кондратьев. Структура атомов и молекул. Изд-во АН СССР, 1946.
16. В. М. Татевский. Химическое строение углеводородов и закономерности в их физико-химических свойствах. Изд. Московского ун-та, 1953.
17. Вопросы ракетной техники, № 5, 1952.
18. ВТИ. Нормы теплового расчета котельного агрегата. Энергоиздат, 1952.
19. М. Б. Равич, Н. В. Лавров. К вопросу о классификации горючих газов. Изв. АН СССР, ОТН, № 1, 1952.
20. Справочник машиностроителя, т. 1. Машгиз, 1951.
21. Р. Х. Оболенцев. Физические константы углеводородов жидких топлив и масел. Гостоптехиздат, 1953.
22. ВТИ, ЦКТИ. Тепловой расчет котельных агрегатов (нормативный метод). Энергоиздат, 1957.
23. А. П. Ковалев. Котельные агрегаты. Энергоиздат, 1948.
24. В. П. Блюдов, Д. Н. Вырубов, С. Я. Корницкий, А. М. Литвин, В. В. Лукницкий, Н. Г. Морозов, Ф. Г. Прохоров, Я. М. Рубинштейн, Б. М. Якуб. Общая теплотехника. Энергоиздат, 1952.
25. М. Б. Равич. Поверхностное беспламенное горение. Изд-во АН СССР, 1949.
26. В. П. Линчевский. Топливо и его сжигание. Metallurgizdat, 1947.
27. Н. С. Курнаков. Горный журнал, 1892.
28. В. В. Старк. Расчеты по теории металлургических процессов. Metallurgizdat.
29. Я. Б. Зельдович, А. И. Полярный. Расчеты тепловых процессов при высокой температуре. Изд. бюро новой техники, 1947.
30. Jet Propulsion, 3, 1956.
31. М. Б. Равич. Расчет располагаемой теплоты продуктов горения газообразного топлива. Докл. АН СССР, т. LXXXVI, № 4, 1952.
32. М. Б. Равич. Расчет располагаемой теплоты продуктов горения твердого и жидкого топлива. Докл. АН СССР, т. LXXX, № 6, 1953.

33. А. С. Александров. Основы теплотехники судовых паросиловых установок. Изд. Мин. речного флота, 1948.
34. Эквивалентная комиссия Нефтеиндиката. Материалы по испытанию паровых котлов на нефтяном топливе. Нефтяное изд-во, 1930.
35. А. Ф. Добрянский. Курс технологии нефти. Горно-геологическое изд-во, 1933.
36. Н. В. Петровский. Теплотехнические испытания двигателей внутреннего сгорания. Изд-во «Морской транспорт», 1956.
37. М. М. Щеголев. Топливо, топки и котельные установки. Изд. 4. Изд-во по строительству и архитектуре, 1953.
38. Р. Г. Грановский, М. М. Корсаков. Примеры тепловых расчетов котельных агрегатов. Энергоиздат, 1934.
39. С. Н. Шорин (редакция). Котельные установки. Часть II. Паровые котлы, точечные устройства, тепловой расчет котельного агрегата. Энергоиздат, 1941.
40. М. Б. Равич. Методика подсчета потерь тепла вследствие химической неполноты горения. Докл. АН СССР, LXXXVIII, № 2, 1953.
41. А. А. Авдеева. Определение эффективности использования газа в паровых котлах. Газовая промышленность, № 9, 1956.
42. В. Я. Долголенко. Судовые паровые установки. Часть I. Котлы. Изд-во «Морской транспорт», 1940.
43. К. Блахер. Теплотехника в лаборатории и производстве. ОНТИ, 1931.
44. В. С. Наумов. Машиноведение. Изд. 5. Энергоиздат, 1933.
45. А. А. Авдеева. Балансовые испытания котла при работе на газообразном топливе переменного состава. Наладочные и экспериментальные работы ОРГТРС. Вып. 13 Энергоиздат, 1956.
46. ГОСТ 3000—45. Печи отопительные теплоемкие. Метод испытания. Стандартгиз, 1955.
47. Из проекта норм теплового расчета котлоагрегата. Теплоэнергетика, № 6, 1954.
48. Справочник теплотехника предприятий черной металлургии. Том 1. Металлургиздат, 1953.
49. Н. В. Шишаков. Основы производства горючих газов. Энергоиздат, 1948.
50. Вопросы газификации. Сб. 3, ВНИТОЗ, 1940.
51. E. Rammler, G. Gerlach, G. Bickenroth, K. Bauer. Vergasungsversuche mit Braunkohlen HT-Koks verschiedener Körnung in Drehrostgenerator Freiburger Forschungshefte A30. Akademie-Verlag, 1954.
52. В. П. Линчевский. Нагревательные печи. Металлургиздат, 1948.
53. М. Б. Равич. Методы подсчета коэффициента избытка кислорода при сжигании топлива в атмосфере кислорода и кислородо-азотных смесей. Изв. АН СССР, ОТН, № 11, 1955.
54. М. Б. Равич. Экспресс-метод определения эффективности использования топлива. Комитет по участию СССР в международных энергетических объединениях. Доклад на 5-й мировой энергетической конференции 1956 г. Энергоиздат, 1956.
55. M. B. Ravich. Rapid Method for Determining the Combustion Efficiency of Fuels 5th World Power Conference 1956.
56. С. Н. Шорин, И. М. Артюхов. Газоснабжение. Изд. Министерства коммунального хозяйства РСФСР, 1956.
57. А. К. Карпов. Химическая характеристика природных газов. Газовая промышленность, № 7 и 10, 1957.
58. И. М. Колотыркин. Вопросы дальнейшего улучшения эксплуатации газового хозяйства Москвы. Городское хозяйство Москвы, № 7, 1956.
59. Р. А. Кулиев. Применение методики М. Б. Равича для составления теплового баланса котельного агрегата при сжигании смеси мазута и природного газа. Электрические станции 1957 г., № 9.
60. С. А. Тагер. Упрощенная методика теплотехнических расчетов. Электрические станции, № 12, 1959.
61. Г. М. Поляков. Об определении эффективности сжигания газа по упрощенной методике. Электрические станции, 1960, № 9.
62. Г. М. Поляков. Повышение производительности стационарных котлов, переведенных с донецкого АШ на природный газ. Газовое дело, № 9, 1962.
63. А. А. Шатиль. К расчету коэффициента избытка воздуха и химического недожога при сжигании природного газа. Энергомашиностроение, № 9, 1962.
64. А. А. Шатиль. Упрощенная методика теплового расчета при многоступенчатом сжигании природного газа и жидкого топлива. Теплоэнергетика, № 11, 1962.
65. И. И. Цабут. Упрощенная методика теплотехнических расчетов и ее роль в повышении эффективности сжигания газа. Газовая промышленность, № 9, 1963.
66. В. И. Гольцман. Использование ваграночных газов. Газовое дело, № 10, 1963.
67. М. Б. Равич. Подсчет теплосодержания продуктов горения природного газа. Газовое дело, № 3, 1962.

68. М. Б. Р а в и ч. Теплотехнические расчеты при сжигании природного газа на обогащенном кислородом дутье. Газовое дело, № 9, 1962.
69. М. Б. Р а в и ч. Теплотехнические характеристики бухарского природного газа. Газовое дело, № 2, 1963.
70. М. Б. Р а в и ч. Подсчет основных статей теплового баланса технологических установок при выделении из обрабатываемого материала углекислого газа и водяного пара. Газовое дело, № 3, 1963.
71. М. Б. Р а в и ч. Теплотехнические характеристики сжиженных газов. Газовое дело, 1963, № 11.
72. Л. А. Т р а г о в а. Теплотехнические характеристики нефтепромысловых газов. Газовое дело, 1963, № 12.
73. М. Б. Р а в и ч. Топливо — хлеб промышленности. Изд-во АН СССР, 1961.
74. С. А. Т а г е р, Г. И. М о т и н, Ф. М. Я х и л е в и ч. Упрощенная методика определения теоретической температуры сгорания. Электрические станции, № 6, 1965.
75. С. А. Т а г е р, А. С. С м и р н о в. Построение $I-\Theta$ диаграмм продуктов сгорания с учетом диссоциации CO_2 и H_2O . «Теплоэнергетика», 1964, № 5.
76. Э. Г. К л е й н ф е л ь д е р, Я. М. Щ е л о к о в. Номограмма для определения избытка воздуха. «Энергетик», 1965, № 3.
77. М. А. П о л я ц к и н, Б. Д. К а ц н е л ь с о н, А. А. Ш а т и л ь. Упрощенная методика теплотехнических расчетов. Электрические станции, № 1, 1965.
78. Методика испытаний котельных установок. Изд-во «Энергия», 1965.
79. А. А. А в д е е в а. Методы и контроль сжигания газа на электростанциях. Изд-во «Энергия», 1965.
80. Л. И. Д р у с к и н. Сжигание газа в котлах. Изд-во МКХ РСФСР, 1959.
81. Л. И. Д р у с к и н. Сжигание газа в промышленных печах и котлах. Гостоптехиздат, 1962.
82. Ю. М. Б е л о д в о р с к и й. Газоснабжение предприятий. Изд-во литературы по строительству, 1964.
83. А. К. М а н у ш и н. Испытание котельных установок, работающих на газообразном топливе. Изд-во литературы по строительству, 1964.
84. Е. Б. С т о л ц н е р, Р. И. Э с т е р к и н. Наладка и эксплуатация систем газоснабжения котельных установок. Изд-во «Недра», 1964.
85. М. М. Э ф р о с. Нагревательные и термические печи на газовом топливе. Изд-во «Металлургия», 1965.
86. Ю. И. Б о к с е р м а н. Пути развития новой техники в газовой промышленности СССР. Изд-во «Недра», 1964.
87. Дискуссия о беспламенных водогрейных котлах Энергетического института АН СССР. Изв. АН СССР, ОТН, № 8, 1949.
88. И. З. А р о н о в. Контактные газовые экономайзеры. Киев, Изд-во «Техніка», 1964.
89. Б. В. Ш а н и н. Упрощенный метод подсчета эффективности использования природного газа в ступенчатых установках. Газовое дело, № 5, 1965.
90. М. Б. Р а в и ч. Максимальное содержание водяного пара в продуктах сгорания газообразного топлива. Газовое дело, № 12, 1964.
91. Д. Я. Б о р щ о в. Новая конструкция водогрейного котла. Водоснабжение и санитарная техника, № 2, 1963.
92. С. В. Т а т и щ е в. К тепловому расчету и проектированию небольших котлоагрегатов промышленных котельных. Теплоэнергетика, № 10, 1962.
93. Г. А к б а р о в. $I-t$ диаграмма для расчета процесса горения природного бухарского газа в печах безокислительного нагрева. Газовое дело, № 3, 1964.
94. А. С. К у д р я в ц е в. Зависимость некоторых теплотехнических характеристик от содержания балласта в топливе. Труды Всесоюзного заочного энергетического института, вып. 8, 1957 г.
95. М. Б. Р а в и ч, В. Н. Г е р а с и м о в, Б. С. Р а б и н о в. Низкотемпературное охлаждение уходящих газов котлов, работающих на газообразном топливе. — В сб. «Опыт сжигания газа на электростанциях и в промышленных котельных», ОРГРЭС, 1962.
96. М. Б. Р а в и ч. Определение потерь тепла вследствие химической неполноты горения. — Газовая промышленность, № 1, 1966.
97. М. Б. Р а в и ч. Ступенчатое использование тепла природного газа в промышленности. — Газовая промышленность, № 3, 1966.
98. В. И. Г о л ь ц м а н. Теплотехнические характеристики газов коксовых и коксогазовых вагранок. — Газовая промышленность, № 4, 1966.

ПРЕДМЕТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ

- Азот**
 содержание в продуктах горения, 71, 189
 топливе 59
 теплоемкость 388
- Антрацит**
 газификация 293, 298
 жаропроизводительность 242
 коэффициент
 избытка воздуха 244
 разбавления продуктов горения 244
 использование в котлах 139
 потери тепла вследствие неполноты горения
 механической 137, 179
 химической 175
 потери тепла с уходящими газами 139, 247
 состав
 продуктов горения 244
 топлива 241
 температура горения 244
 теплотехнические характеристики 242
- Ацетилен 31**
- Баланс**
 тепловой
 газогенераторов 286
 котлов 10, 128, 265, 400
 котлов-утилизаторов 329
 печей
 отопительных 276
 цементных 365
 экономайзеров контактных 337
 топливный 10, 370
- Бензин**
 жаропроизводительность 207
 коэффициент
 избытка воздуха 208
 разбавления продуктов горения 208
 потери тепла 170
 состав
 продуктов горения 208
 топлива 207
 теплотехнические характеристики 207
- Бензол 31, 207**
- Брикеты торфяные 222**
- Бутан 36, 113, 203**
- Влага**
 в воздухе 45
 в топливе 56
- Воздух**
 объем, необходимый для горения 12, 400
 коэффициент избытка 74, 342, 351
- состав 385
 теплоемкость 388
- Газ**
 ваграночный 381
 водяной 293
 доменный 118
 жаропроизводительность 374
 коэффициент избытка воздуха 73, 392
 разбавления продуктов горения 73, 392
 состав газа 374
 продуктов горения 392
 теплоемкость
 газа 386, 389
 продуктов горения 88
 теплотехнические характеристики газов
 доменного и коксового 259
 доменного и природного 255
 доменного и каменного угля 262
 доменного и мазута 260
- генераторный**
 жаропроизводительность 373, 378
 использование физического тепла 311
 потери тепла в печах 312
 состав 373, 378
 теплотехнические характеристики газов
 генераторного 373, 375
 генераторного и сжиженного 261
 генераторного и мазута 261
- коксовый**
 жаропроизводительность 373, 377
 состав газа 373, 377
 теплотехнические характеристики газов
 коксового 373, 375, 377
 коксового и доменного 259
 коксового и мазута 260
 коксового и природного 253
- московский городской**
 жаропроизводительность 373
 потери тепла
 вследствие неполноты горения 156, 272
 с уходящими газами 114, 272
 состав продуктов горения 376
 теплотехнические характеристики 373
- нефтезаводский 373, 375**
- нефтепромысловый**
 жаропроизводительность 199, 200
 коэффициент избытка воздуха 200
 разбавления продуктов горения 200
 потери тепла
 вследствие неполноты горения 201

- с уходящими газами 201
- состав
 - газа 198
 - продуктов горения 200
 - температура горения 200
- теплоемкость продуктов горения 386
- теплотехнические характеристики газов
 - нефтепромыслового 199
 - нефтепромыслового и природного 252
 - нефтепромыслового и сжиженного 257
 - нефтепромыслового и мазута 258
- природный
 - в топливном балансе 10, 370
 - жаропроизводительность 186
- Использование в
 - водогрейных котлах 194
 - контактных водонагревателях 337
 - паровых котлах 191, 273, 333
- печка
 - отопительных 276
 - технологических 332
 - цементных 363
 - сушила 332
- Использование ступенчатое (последовательное) 332
- коэффициент
 - избытка воздуха 189, 354
 - разбавления продуктов горения 189, 355
- потери тепла
 - вследствие неполноты горения 162, 196
 - с уходящими газами 190, 192
- состав
 - газа 184
 - продуктов горения 189
- температура горения, 189, 191
- теплоемкость
 - газа 88
 - продуктов горения 92, 386
- теплотехнические характеристики газов
 - природного 186
 - природного и доменного 255
 - природного и коксового 253
 - природного и нефтепромыслового 252
 - природного и сжиженного 254
 - природного и мазута 256, 263, 276
 - природного и торфа 257
 - природного и угля каменного 256
- сжиженный
 - жаропроизводительность 203
 - коэффициент
 - избытка воздуха 204
 - разбавления продуктов горения 204
 - потери тепла
 - вследствие неполноты горения 205
 - с уходящими газами 205, 206
 - состав
 - газа 203
 - продуктов горения 204
- теплотехнические характеристики
 - сжиженного 203
 - сжиженного и генераторного 261
 - сжиженного и природного 254
 - сжиженного и нефтепромыслового 257

- углекислый 14, 75, 388, 390
- уходящие см. Продукты горения
- Газогенераторы 286
- Гексан 39, 45
- Гептан 45

- Двигатели 133, 170
- Декан 39, 45
- Диссоциация продуктов горения 390
- Дрова
 - жаропроизводительность 55, 218
 - коэффициент
 - избытка воздуха 219
 - разбавления продуктов горения 219
 - использование в котлах 173
 - потери тепла вследствие неполноты горения
 - механической 137
 - химической 173, 220
 - потери тепла с уходящими газами 220
 - состав
 - продуктов горения 219
 - топлива 218
 - температура горения 55
 - теплотехнические характеристики 218

Жаропроизводительность

- антрацита 242
- водорода 25
- газов
 - ваграночного 380
 - водяного 367
 - генераторного 367, 378
 - доменного 259, 367
 - коковского 253, 259, 367, 377
 - нефтезаводского 376
 - нефтепромыслового 199, 252, 258
 - природного 186
- дров 55, 218
- кислот органических 53
- мазута 214, 256, 260
- подсчет 89
- серы 382
- сероводорода 382
- серного колчедана 382
- сланца 60, 371
- спиртов 51
- торфа 58, 223, 257
- топлива 21, 48, 65, 95, 367
 - моторного 207
 - твердого 49
- углеводородов 26
- углерода 24, 93
- угля
 - бурого 225
 - каменного 59, 64, 238, 256

Зола 59, 389

Керосин

- жаропроизводительность 207
- коэффициент
 - избытка воздуха 209
 - разбавления продуктов горения 209
- потери тепла 169, 209
- состав
 - продуктов горения 208
 - топлива 207
- теплотехнические характеристики 207

Кислород
объем, необходимый для горения 12
подсчет содержания в продуктах горения 83
содержание в продуктах горения различных видов топлива 189—244
теплоемкость 388
Кокс 248, 307, 348
Котлы
водогрейные 194
паровые 122, 164, 191, 265, 273, 333
утилизаторы тепла уходящих газов 329
Коэффициенты
избытка воздуха 74, 342, 351
использования топлива 197, 258, 264
полезного действия
газогенераторов 286, 306
котлов 17, 275
котлов-утилизаторов 329
печей
отопительных 276
цементных 365
разбавления сухих продуктов горения 189, 200, 204, 208, 214, 219, 227
методика подсчета 72

Мазут
жаропроизводительность 214
коэффициент
избытка воздуха 214
разбавления продуктов горения 214
использование в
котлах 122, 164, 274
печах 127, 131
потери тепла
вследствие неполноты горения 164, 217, 275
с уходящими газами 122, 215, 275
состав продуктов горения 214
состав топлива 214
температура горения 214
теплоемкость 122
теплотехнические характеристики 214
мазута и генераторного газа 261
мазута и доменного газа 260
мазута и коксового газа 260
мазута и нефтепромыслового газа 258
мазута и природного газа 256
мазута и каменного угля 262

Метан
содержание в
газообразном топливе 373
продуктах горения 150
теплоемкость 388
теплотворная способность 31, 372

Нефть 10, 370
Нонан 39

Оксид углерода
содержание в
газообразном топливе 382
продуктах горения 150
данные испытаний 123, 162, 166
подсчет по H_2 175
подсчет по $\text{CO}_{2\text{макс}}$ 176
теплоемкость 388
теплотворная способность 372
Октан 44

Пар водяной
диссоциация 391
максимальное содержание в продуктах горения 71, 339
подсчет объема, образующегося при горении топлива 15
содержание в воздухе 45, 135
теплоемкость 388
теплота конденсации 334

Пентан 31, 39, 45

Пентилен 31, 40

Печи
отопительные 276
промышленные 127, 131, 166, 320
цементные 363

Потери тепла
в окружающую среду 266
вследствие механической неполноты горения 16, 137, 179
вследствие химической неполноты горения топлива 16, 148, 395
газообразного 154
жидкого 164
отдельных видов 173, 180
двух видов 258
твердого 171

при сжигании антрацита 139
при сжигании бензина 170, 210

при сжигании газов
генераторного 155
доменного 118
нефтепромыслового 201
природного 162, 194
сжиженного 205

с уходящими газами
при сжигании топлива
газообразного 109
двух видов 249
жидкого 121
керосина 169
кокса 248
моторного 132, 207
твердого 136, 171
торфа
кускового 228
фрезерного 229
угля
бурого 142, 146
каменного 171

Продукты горения
коэффициент разбавления 72, 189, 200
максимальное содержание водяного пара 71, 339
максимальное содержание углекислого газа 74, 82, 178, 352, 356, 367
определение содержания водяного пара 302

подсчет объема газов
влажных 15, 401
сухих 14

подсчет содержания
азота 15
водяного пара 15
оксида углерода 175
углекислого газа 14
проверка правильности подсчета объема 277
соотношение объемов влажных и сухих газов 70

Полуантрацит 241

Пропан 33, 113, 203

Рекуперация тепла 314

Сера

содержание в топливе 46, 71
теплотехнические характеристики 47, 382

Сероводород

содержание в газе 15
теплотехнические характеристики 382

Серный колчедан 382

Скорость распространения пламени 46

Сланцы

жаропрочность 60, 371
состав 371
теплотехнические характеристики 371

Соотношение

коэффициентов избытка воздуха и раз-
бавления продуктов горения 70

объемов влажных и сухих продуктов
горения 71

содержания водяного пара и углекис-
лого газа в продуктах горения 189—
244

теплоемкости воздуха и продуктов го-
рения 385

теплоемкости продуктов горения при
различных температурах 88, 385

теплотворной способности и жаропроез-
водительности 49, 51, 55, 63

Состав продуктов горения

антрацита 244

бензина 208

водорода 25

газов

ваграночных 381

нефтепромыслового 198

природного 189

сжиженного 204

дров 218

мазута 214

торфа 227

угля

бурого 227

каменного 242

Состав

топлива

газообразного 373

жидкого 207, 214

твердого 218, 367

углеводородов 31

Температура горения 89

калориметрическая 96, 191

расчетная 108

теоретическая 103

Теплоемкость

воздуха 388

газов 32, 388, 389

зола 389

мазута 122

продуктов горения 83, 388

угля 389

Теплота горения см. Теплотворная спо-
собность

Теплотворная способность

антрацита 242

водорода 25, 372

высшая 19

газов

ваграночных 380

водяного 373

генераторного 374, 378

доменного 374

коксового 373, 377

нефтезаводского 373, 376

нефтепромыслового 199

природного 184, 186

горючих компонентов продуктов непол-
ного сгорания 148

дров 218

кислот органических 53

мазута 213, 214

низшая 11, 23

окиси углерода 372

подсчет 11, 19, 23

неполного сгорания 148

сероводорода 11, 382

серного колчедана 382

серы 47, 382

сланца 371

торфа 222

точность определения 19

углеводородов 26, 31

угля

бурого 225

каменного 238

Топливо

газообразное 183, 373

жидкое 207

классификация 62, 367

твердое 218, 371

Торф 58, 222

брикеты 222

газификация 300

жаропрочность 58, 223

коэффициент

избытка воздуха 227

разбавления продуктов горения 227

использование в котлах 144

потери тепла вследствие неполноты
горения

механической 137

химической 233

с входящими газами 228, 232

состав

продуктов горения 227

топлива 222

температура горения 370

теплотехнические характеристики 223

Углеводороды

алканы 26, 36, 39, 45

алкены 27, 36

алкины 27, 41

ароматические 27, 41

пикланы 27, 37, 40

Углекислый газ

диссоциация 390

максимальное содержание в продуктах
горения 74, 178, 352, 367

подсчет

по составу продуктов горения 75,
82, 250, 356

по составу топлива 75

содержание в продуктах горения топлива
газообразного 189, 200, 204, 367

жидкого 208, 214, 367

твердого 219, 227, 242, 246, 367

теплоемкость 388

Углерод 24

Уголь

бурый 222

газификация 299

жаропроизводительность 225, 230

коэффициент

избытка воздуха 227

разбавление продуктов горения 227

использование в котлах 142

потери тепла вследствие неполноты
горения

механической 137

химической 234

потери тепла с уходящими газами 142

состав продуктов горения 227, 230

состав топлива 224

теплотехнические характеристики
225, 230

в топливном балансе 10, 370

каменный 59, 101, 235

газификация 298

жаропроизводительность 238

коэффициент

избытка воздуха 242

разбавления продуктов горения 242

использование в котлах 144

потери тепла вследствие неполноты
горения

механической 137

химической 235

потери тепла с уходящими газами
144, 246

состав продуктов горения 242

состав топлива 236

температура горения 101

теплотехнические характеристики
угля 238

угля и доменного газа 262

угля и мазута 262

угля и природного газа 256

теплоемкость 389

Экономайзеры контактные 338

Электропечи 324

Этан 33

Этилен 34

Эффективность

использования топлива 320, 324, 332,
368

применения природного газа и электро-
энергии в печах 324

рекуперации тепла 314

ступенчатого использования тепла 327

экономайзеров контактных 338

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие к пятому изданию	5
Предисловие к четвертому изданию	6
Предисловие к третьему изданию	7
Предисловие ко второму изданию	8
Предисловие к первому изданию	9
Введение	10
Приход тепла	11
Расход тепла	13
Глава I. Обоснование предлагаемой методики	21
Жаропроизводительность топлива	21
Понятие о жаропроизводительности	21
Жаропроизводительность углерода	24
Жаропроизводительность водорода	25
Жаропроизводительность углеводородов	26
Влияние содержания серы на жаропроизводительность горючей массы топлива	46
Влияние содержания азота на жаропроизводительность горючей массы топлива	48
Влияние содержания кислорода на жаропроизводительность горючей массы топлива	48
Влияние балласта на жаропроизводительность топлива	55
Жаропроизводительность газообразного топлива	62
Жаропроизводительность жидкого топлива	63
Жаропроизводительность твердого топлива	65
Количество тепла, приходящееся на 1 м ³ сухих продуктов горения при полном сгорании рабочего топлива в теоретически необходимом количестве воздуха — p	67
Соотношение объемов сухих и влажных продуктов горения — B	70
Изменение объема сухих продуктов горения — h	72
Определение $CO_{2\text{макс}}$ по составу продуктов горения	75
Изменение теплоемкости продуктов горения с температурой	83
Глава II. Упрощенная методика подсчета температуры горения	89
Упрощенная методика подсчета жаропроизводительности топлива	89
Упрощенная методика подсчета калориметрической температуры горения	96
Расчет температуры нагрева воздуха, необходимой для поддержания заданной калориметрической температуры горения при увеличении разбавления продуктов горения воздухом	102
Упрощенная методика подсчета теоретической температуры горения	103
Глава III. Подсчеты потерь тепла с уходящими газами при сжигании газообразного топлива	109
Методика подсчета	109
Результаты подсчетов	114
Подсчет потерь тепла с уходящими газами при сжигании московского городского газа при $h > 1$	114
Подсчет потерь тепла с уходящими газами при сжигании московского городского газа при $h < 1$	116

Подсчет потерь тепла с уходящими газами при сжигании московского городского газа в технологической печи	117
Подсчет потерь тепла с уходящими газами двигателя, работающего на доменном газе	118
Г л а в а IV. Подсчеты потерь тепла с уходящими газами при сжигании жидкого топлива	121
Методика подсчета	121
Результаты подсчетов	122
Подсчет потерь тепла с уходящими газами при сжигании мазута в стационарном паровом котле	122
Подсчет потерь тепла с уходящими газами при сжигании мазута в судовом котле	124
Подсчет потерь тепла с уходящими газами при испытании паровых котлов на нефтяном топливе	125
Подсчет потерь тепла с уходящими газами при сжигании мазута в конвейерной печи	127
Подсчет потерь тепла с уходящими газами при сжигании мазута в нефтеперегонной батарее	131
Подсчет использования тепла уходящих газов двигателя внутреннего сгорания	132
Подсчет потерь тепла с уходящими газами при сжигании дизельного топлива в двухтактном бескомпрессорном дизеле	133
Г л а в а V. Подсчеты потерь тепла с уходящими газами при сжигании твердого топлива	136
Методика подсчетов	136
Результаты подсчетов	139
Подсчет потерь тепла с уходящими газами при сжигании подсушенного антрацитового штыба в стационарном котле	139
Подсчет потерь тепла с уходящими газами при сжигании антрацитового штыба в стационарном котле	140
Подсчет потерь тепла с уходящими газами при работе парового котла на антрацитовом штыбе	141
Подсчет потерь тепла с уходящими газами при сжигании богословского бурого угля в стационарном котле	142
Подсчет потерь тепла с уходящими газами при испытании парового котла на подмосковном угле	143
Подсчет потерь тепла с уходящими газами при испытаниях паровых котлов на станциях Ленэнерго	146
Г л а в а VI. Подсчеты потерь тепла вследствие химической неполноты горения	148
Методика подсчета	148
Результаты подсчетов	154
Газообразное топливо	154
Подсчет потерь тепла вследствие химической неполноты горения при сжигании генераторного газа в двигателе	154
Подсчет потерь тепла вследствие химической неполноты горения при сжигании московского городского газа	156
Подсчет потерь тепла вследствие химической неполноты горения при сжигании природного газа в паровом котле	162
Подсчет потерь тепла вследствие химической неполноты горения при сжигании природного газа в водогрейном котле	162
Жидкое топливо	164
Подсчет потерь тепла вследствие химической неполноты горения при сжигании мазута в паровом котле	164
Подсчет потерь тепла вследствие химической неполноты горения при сжигании мазута в стационарном паровом котле	164
Подсчет потерь тепла вследствие химической неполноты горения при сжигании мазута в судовом котле	165
Подсчет потерь тепла вследствие химической неполноты горения при сжигании мазута в паровых котлах	166
Подсчет потерь тепла вследствие химической неполноты горения при сжигании мазута в конвейерной печи	166
Подсчет потерь тепла вследствие химической неполноты горения керосина	169
Подсчет потерь тепла вследствие химической неполноты горения при сжигании бензина в двигателе внутреннего сгорания	170
Твердое топливо	171
Подсчет потерь тепла вследствие химической неполноты горения при сжигании каменного угля в паровом котле	171

Подсчет потерь тепла вследствие химической неполноты горения при сжигании каменного угля	172
Подсчет потерь тепла вследствие химической неполноты горения при сжигании в паровом котле промежуточного продукта, полученного при обогащении кизеловского угля	172
Подсчет потерь тепла вследствие химической неполноты горения при сжигании дров в судовом котле	173
Подсчеты потерь тепла вследствие химической неполноты горения для отдельных видов топлива	173
Подсчет содержания окиси углерода в продуктах горения	175
Потери тепла с уносом	179
Глава VII. Упрощенные теплотехнические расчеты при сжигании одного вида топлива	180
Глава VIII. Упрощенные теплотехнические расчеты при сжигании природного газа	183
Глава IX. Упрощенные теплотехнические расчеты при сжигании нефтепромыслового газа	198
Глава X. Упрощенные теплотехнические расчеты при сжигании сжиженного газа	203
Глава XI. Упрощенные теплотехнические расчеты при сжигании моторного топлива	207
Глава XII. Упрощенные теплотехнические расчеты при сжигании мазута	212
Глава XIII. Упрощенные теплотехнические расчеты при сжигании дров	218
Глава XIV. Упрощенные теплотехнические расчеты при сжигании торфа и бурых углей	222
Глава XV. Упрощенные теплотехнические расчеты при сжигании каменных углей, антрацита и кокса	235
Глава XVI. Теплотехнические расчеты при совместном сжигании двух видов топлива	249
Глава XVII. Составление тепловых балансов котлов	265
Методика составления тепловых балансов котлов	265
Тепловой баланс промышленного парового котла, работающего на московском городском газе	265
Тепловой баланс стационарного парового котла, работающего на природном газе	268
Тепловой баланс стационарного котла, работающего на московском городском газе	272
Тепловые балансы котлоагрегата ТП—170, работающего на природном газе	273
Тепловой баланс стационарного котла, работающего на мазуте	274
Тепловой баланс отопительных печей	276
Глава XVIII. Проверка правильности подсчета объема продуктов горения	277
Глава XIX. Тепловые балансы газогенераторов и определение коэффициента полезного действия газификации	286
Подсчет эффективности газификации топлива	286
Коэффициент полезного действия газификации	287
Коэффициент полезного действия газогенератора	287
Коэффициент полезного действия газогенераторной установки	287
Тепловой баланс газогенератора	289
Методика подсчета статей теплового баланса	289
Составление теплового баланса генератора водяного газа	293
Составление теплового баланса газогенератора	295
Упрощенная методика подсчета коэффициента полезного действия газификации	297
Методика подсчета	297
Результаты подсчетов	297
Антрацит	298
Газовый уголь	298
Бурый уголь	299
Древесина (щепа)	299
Торф кусковой	300
Поверочный расчет теплового баланса газогенератора	300
Составление теплового баланса генератора смешанного газа	303

Результаты подсчетов коэффициента полезного действия газификации	307
Подсчет эффективности использования отбросного тепла газогенераторных установок	307
Использование потенциального и физического тепла газов воздушного дутья	308
Использование физического тепла водяного газа	309
Использование физического тепла смешанного генераторного газа	311
Определение суммарного коэффициента полезного действия газовой термической печи с учетом коэффициента полезного действия газогенераторной установки	312
Глава XX. Подсчеты эффективности рекуперации тепла в печах	314
Методика подсчета	314
Результаты подсчетов	315
Глава XXI. Определение эффективности применения природного газа и электроэнергии в печах	324
Глава XXII. Подсчеты повышения эффективности использования топлива в технологических процессах при установке котлов-утилизаторов	327
Глава XXIII. Подсчеты повышения эффективности использования топлива при последовательном (ступенчатом) использовании тепла и конденсации водяного пара, содержащегося в продуктах горения	332
Подсчеты эффективности последовательного использования тепла продуктов горения	332
Теплотехнические расчеты при конденсации водяного пара, содержащегося в продуктах горения	334
Подсчет потерь тепла с уходящими газами и эффективности использования топлива в контактных газовых экономайзерах	338
Максимальное содержание водяного пара в продуктах горения газообразного топлива	339
Глава XXIV. Методика подсчета коэффициента избытка воздуха, кислорода и кислородно-азотных смесей	342
Глава XXV. Подсчет коэффициента избытка воздуха по коэффициенту разбавления продуктов горения	351
Глава XXVI. Теплотехнические расчеты при работе на обогащенном кислородом воздухе	353
Подсчет располагаемого тепла продуктов горения	353
Подсчет потерь тепла вследствие химической неполноты горения	353
Подсчет коэффициента расхода воздуха	354
Подсчет величины CO_{2max} и содержания кислорода в обогащенном воздухе по составу продуктов полного сгорания	356
Глава XXVII. Подсчет основных статей теплового баланса технологических установок при выделении из обрабатываемого материала углекислого газа и водяного пара	358
Глава XXVIII. Состав и теплотехнические характеристики топлива	366
Глава XXIX. Номограммы для подсчета располагаемого тепла продуктов горения и потерь тепла вследствие неполноты горения	393
Выводы	397
Основные обозначения и формулы	398
Основные условные обозначения	398
Основные формулы	400
Литература	404
Предметный указатель	407

Марк Борисович Равич
**Упрощенная методика
теплотехнических расчетов**

*Утверждено к печати
Энергетическим институтом им. Кржижановского*

Редактор издательства *Кубряцес Л. В.*
Технический редактор *О. Г. Ульянова*

Сдано в набор 13/1 1966 г. Подписано к печати 9/IX 1966 г.
Формат 70×108¹/₃₂. Печ. л. 26 + 6 вкл. (1,4 п. л.) Усл.
печ. л. 38,15. Уч.-изд. л. 34¹/₂. Тираж 5.500. Т-12469.
Изд. № 794/66. Тип. зак. 718.

Цена 2 р. 25 к.

Издательство «Наука». Москва, К-62, Подсосенский пер., 21
1-я тип. издательства «Наука». Ленинград В-34, 9 линия, д. 12

О П Е Ч А Т К И

Страница	Строка	Напечатано	Должно быть
202	8 сл.	Табл. 84	Табл. 91
213	графа 2-справа	20	2,0
234	1 сл.	по формуле (102а)	по формуле (102а) $q_3 = 80CO(RO_2 + CO).$
266	10 сл.	5	95