

МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ СССР
ВСЕСОЮЗНЫЙ ЗАОЧНЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ

М. Б. РАВИЧ
проф. докт. техн. наук

Б 241
О 1259

ТЕПЛОВЫЕ БАЛАНСЫ ГАЗОГЕНЕРАТОРОВ

Лекция

МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ СССР
ВСЕСОЮЗНЫЙ ЗАОЧНЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ

М. Б. РАВИЧ
проф. докт. техн. наук

Б 241
О 1259

ТЕПЛОВЫЕ БАЛАНСЫ ГАЗОГЕНЕРАТОРОВ

Лекция

АННОТАЦИЯ

Лекция предназначена для студентов специальности «Промышленная теплоэнергетика» теплоэнергетического факультета при изучении курса «Производство, распределение и очистка горючих газов» и для слушателей специальности «Газовая теплотехника» факультета усовершенствования инженеров при изучении дисциплины «Газообразное топливо, его свойства и методы производства».

В директивах XX съезда партии по шестому пятилетнему плану развития народного хозяйства СССР на 1956—1960 годы предусмотрено:

«Всемерно развивать газовую промышленность, увеличить использование газа в народном хозяйстве как химического сырья и топлива, а также для бытовых нужд. Увеличить за пятилетие добычу и производство газа примерно в 3,9 раза».

Газообразное топливо, как известно, имеет в ряде областей применения серьезные преимущества по сравнению с другими видами топлива, в особенности, по сравнению с твердым топливом.

В соответствии с этим большой масштаб приобретают работы по обеспечению промышленности и коммунального хозяйства дешевыми природным и нефтепромысловым газами.

Наряду с использованием природных и нефтепромысловых газов, а также, газов получаемых в процессе переработки нефти, коксования и полукоксования угля, выплавки чугуна и др. технологических процессов, существенное значение для ряда районов страны, не располагающих этими видами газообразного топлива, имеет производство генераторных газов.

Задачей настоящей лекции является изложение методики составления тепловых балансов газогенераторов и простой методики проверочных расчетов. Лекция предназначена для инженеров, работающих в области использования газа и не проходивших обучения в энергетических или химико-технологических институтах, а также для студентов специализации «Газопечная теплотехника».

Эффективность использования различных видов генераторных газов в промышленности определяется суммарным коэффициентом полезного действия η_{Σ} , то есть произведением коэффициента полезного действия газогенераторной установки η_1 на коэффициент полезного действия теплоиспользующей установки, работающей на газообразном топливе η_2

$$\eta_{\Sigma} = \eta_1 \cdot \eta_2,$$

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, но учитывать коэффициент полезного действия (к.п.д.) газогенераторной установки. Так, например, к.п.д. термических и кузнечных печей при работе на водяном газе с высокой жаропродуктивностью (около 2200°) заведомо выше, чем при работе на смешанном генераторном газе, производимом из антрацита, с жаропродуктивностью 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 к.п.д. 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.

К.п.д. газификации (1) подсчитывают по формуле

$$\eta_{\text{газиф}} = \frac{Q^g \cdot V^g \cdot 100}{Q^m \cdot R}, \quad (1)$$

где Q^g — теплотворность газа в ккал/нм³;
 V^g — объем выработанного газа в нм³;
 Q^m — теплотворность газифицированного топлива в ккал/кг;
 R — вес газифицированного топлива в кг.

Подсчет к.п.д. газификации может быть произведен по высшему или низшему пределу.

В первом случае в числителе указывается высшая теплотворность газа, а в знаменателе — высшая теплотворность газифицированного топлива, а во втором соответственно указываются их низшие теплотворности.

Различие, следовательно, заключается в том, что в первом случае подсчитывается количество тепла, выделяющееся при сгорании водорода, содержащегося в газообразном и твердом топливе с образованием воды, а во втором случае учитывается также расход тепла на испарение воды, образующейся

* Потенциальное тепло — произведение количества топлива на его теплотворность.

при сгорании водорода и влаги, содержащейся в газифицируемом твердом топливе.

Наряду с к.п.д. газификации существенное значение имеют к.п.д. газогенератора и газогенераторной станции.

Коэффициент полезного действия газогенератора

Коэффициентом полезного действия газогенератора или термическим коэффициентом полезного действия газогенератора $\eta_{\text{г-ра}}$ (1) называется отношение потенциального тепла газа к потенциальному теплу, израсходованного на его производство топлива, плюс теплосодержание дутья.

При подсчете к.п.д. газогенератора по высшему пределу следует учитывать полное теплосодержание пара в дутье, а при подсчете к.п.д. по низшему пределу — только физическое тепло пара.

В соответствии с этим, к.п.д. газогенератора, при подсчете по высшему пределу равен

$$\eta_{\text{г-ра}}^{\text{в}} = \frac{Q_g^g \cdot V^g \cdot 100}{Q_g^m \cdot R + D \cdot I}, \quad (2)$$

где D — количество пара, поступающее в генератор в кг;
 I — теплосодержание пара в ккал/кг.

К.п.д. газогенератора по низшему пределу

$$\eta_{\text{г-ра}}^{\text{н}} = \frac{Q_g^g \cdot V^g \cdot 100}{Q_g^m \cdot R + D \cdot C \cdot t}, \quad (3)$$

где t — температура пара;

C — средняя теплоемкость пара от 0 до t° ккал/кг $^\circ\text{C}$.

Коэффициент полезного действия газогенераторной установки

Коэффициент полезного действия газификации, показывающий отношение потенциального тепла выработанного газа и израсходованного на его производство топлива, не учитывает, как это выше отмечалось, расхода тепла на производство, вдвухаемого в генератор пара, а также расхода энергии на привод вентиляторов, вращение колосниковой решетки генераторов, производство кислорода (в случае применения кислородного дутья) и пр. нужды газогенераторной станции.

Вместе с тем при подсчете к.п.д. газификации не учитывается теплотворность 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 к.п.д. газогенераторной станции:

$$\eta_{ст} = \frac{Q^g \cdot V^g + Q^{см} \cdot L^{см} + di}{Q^m \cdot R + D \cdot I \frac{100}{r} + Z \cdot 860 \frac{100}{n}}, \quad (4)$$

- где Q^g — теплотворность газа в ккал/нм³;
 V^g — объем газа в нм³;
 Q^m — теплотворность газифицированного топлива в ккал/кг;
 R — количество газифицированного топлива в кг;
 $Q^{см}$ — теплотворность смолы в ккал/кг;
 $L^{см}$ — количество полученной смолы в кг;
 d — количество пара, производимое за счет использования отбросного тепла газогенераторной установки, в кг;
 i — теплосодержание выработанного пара в ккал/кг;
 D — количество пара, используемого в газогенераторной установке, в кг;
 I — теплосодержание используемого пара в ккал/кг;
 r — коэффициент полезного действия котельной установки, производящей пар, в %;
 Z — расход электроэнергии в квт. час. на 1 газифицированного топлива;
 860 — количество ккал, соответствующее 1 квт. часу;
 n — суммарный к.п.д. электроустановок

$$n = \frac{n'}{100} \cdot \frac{n''}{100} \cdot \frac{n'''}{100},$$

- где n' — к.п.д. электростанции в %;
 n'' — к.п.д. передачи электроэнергии от электростанции до потребителя;
 n''' — к.п.д. 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 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, то есть исходя из высшей теплотворности вырабатываемого газа и газифицированного топлива или по низшему пределу, исходя из их низших теплотворностей.

При подсчете баланса по высшему пределу, то есть 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, то есть 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_1 — 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 или при обращенной газификации битуминозного топлива без получения смолы статьи 4 и 5 расходной части баланса 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:

- а) потенциальное тепло водяного газа и
- б) потенциальное тепло газов воздушного дутья, а также
- а) физическое тепло водяного газа и
- б) физическое тепло газов воздушного дутья.

Методика подсчета статей теплового баланса

Приходная часть баланса

Потенциальное тепло газифицируемого топлива Q_1 подсчитывают по формуле

$$Q_1 = Q^p \cdot R, \quad (5)$$

где Q^p — теплотворность газифицируемого топлива в ккал/кг;
 R — количество газифицированного топлива в кг.

При составлении теплового баланса по высшему пределу в формулу (5) вводят высшую теплотворность топлива Q_a^p , а при составлении по низшему пределу — низшую теплотворность топлива Q_n^p .

Следовательно, для определения Q_1 необходимо:

- а) определить путем взвешивания количество газифицированного топлива;
- б) отобрать среднюю пробу топлива;
- в) определить теплотворность топлива.

Подсчетом физического тепла газифицируемого топлива обычно пренебрегают. Физическое тепло топлива при температуре около 20° составляет по отношению к его теплотворности около 0,1% при газификации антрацита и каменных углей и 0,2—0,3% при газификации топлива с высоким содержанием влаги и соответственно пониженной теплотворностью (торф, подмосковный уголь и др.).

Физическое тепло пара Q_{II} подсчитывают по формуле

$$Q_{II} = D \cdot C \cdot t, \quad (6)$$

где D — количество пара, поступающее в газогенератор в кг;
 t — температура пара в $^\circ\text{C}$;
 C — весовая теплоемкость пара в ккал/кг $^\circ\text{C}$.

При составлении теплового баланса по высшему пределу вместо физического тепла пара подсчитывают его теплосодержание I .

$$Q_{II} = D \cdot I. \quad (7)$$

Для подсчета Q_{II} фиксируют количество пара, его давление и температуру.

Физическое тепло воздуха

Q_{III} подсчитывают по формуле

$$Q_{III} = V^a \cdot C^a \cdot t^a, \quad (8)$$

где V^a — объем воздуха в нм^3 ,
 t^a — температура воздуха в $^\circ\text{C}$;
 C^a — средняя объемная теплоемкость воздуха в температурном интервале от 0 до t^a в ккал/нм 3 $^\circ\text{C}$.

Объем воздуха, поступающего в генератор, можно подсчитать по балансу азота по формуле

$$V^a = V^z \cdot \frac{N_2}{79}, \quad (9)$$

где N_2 — содержание азота в газе а % по объему;
 79 — содержание азота в воздухе в % по объему.

Расходная часть баланса

Потенциальное тепло газа Q_1 подсчитывают по формуле

$$Q_1 = V^z \cdot Q^z, \quad (10)$$

где V^z — объем выработанного газа в нм^3 ;
 Q^z — теплотворность газа в ккал/нм 3 .

В зависимости от того, по какому пределу: высшему или низшему составляют тепловой баланс газогенератора, в формулу 10 вводят соответственно высшую или низшую теплотворность газа.

Для подсчета первой статьи расходной части баланса необходимо измерить объем вырабатываемого газа и установить его теплотворность путем калориметрического определения или по расчету, исходя из состава газа.

Физическое тепло сухого газа Q_2 подсчитывают по формуле

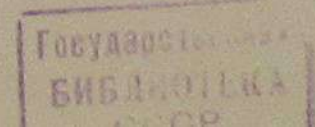
$$Q_2 = V^z \cdot C^z \cdot t^z, \quad (11)$$

где V^z — объем газа в нм^3 ;
 t^z — температура газа в $^\circ\text{C}$;
 C^z — усредненная объемная теплоемкость газа от 0 до t^z в ккал/нм 3 $^\circ\text{C}$.

Физическое тепло водяного пара, содержащегося в газе, Q_3 подсчитывают по формуле

$$Q_3 = V^n \cdot C^n \cdot t^n, \quad (12)$$

где V^n — объем водяного пара в нм^3 ;
 t^n — температура водяного пара в $^\circ\text{C}$;



C^n — объемная теплоемкость водяного пара от 0 до t° в ккал/нм³°С.

Объем водяного пара V^n в нм³ можно установить путем определения содержания влаги в газе или путем расчета по элементарному балансу водорода:

$$V^n = \left[D + \left(\frac{W^p}{100} + \frac{9H^p}{100} \right) - L^{см} \frac{9H^{см}}{100} \right] \frac{22,4}{18} - (H_2 + H_2S + 2CH_4 + 2C_2H_4) \cdot \frac{V_z}{100}, \quad (13)$$

где D — количество пара, поступающее в газогенератор в кг;

W^p — содержание влаги в топливе в %;

H^p — содержание водорода в рабочем топливе в %;

$L^{см}$ — количество выработанной смолы в кг;

$H^{см}$ — содержание водорода в смоле в %;

$\frac{22,4}{18}$ — объем, занимаемый 1 кг пара в нм³;

R — количество газифицированного топлива в кг.

H_2, H_2S, CH_4, C_2H_4 — содержание в газе водорода, сероводорода, метана, 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 ($9H^{см}$) (с учетом количества смолы $L^{см}$);

б) перевода подсчитанного веса водяного пара в нормальные кубометры, то есть 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^z , из уравнения

$$V^z \cdot (CO + CO_2 + CH_4) 100 = \frac{22,4}{12} \cdot R \cdot C^p \cdot C^z. \quad (14)$$

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 нм³ углеродсодержащих газов, исходя из содержания в молекулярном объеме, то есть в 22,4 м³ углеродсодержащих газов, с одним атомом углерода в молекуле, 1 кг атома углерода, то есть 12 кг. Отсюда

$$C^z = \frac{V^z \cdot (CO + CO_2 + CH_4) \cdot 100 \cdot 12}{22,4 \cdot R \cdot C^p}; \quad (15)$$

2) определения процента углерода топлива, теряемого с уносом и шлаками, $C^{потерь}$;

3) определения по разности процента углерода топлива, перешедшего в газы воздушного дутья $C^{возд. z}$.

$$C^{возд. z} = 100\% - (C^z + C^{потерь}); \quad (16)$$

4) подсчета объема газов воздушного дутья

$$V^{возд. z} = \frac{R \cdot C^p \cdot C^{возд. z} \cdot 22,4}{(CO_2' + CO') \cdot 12}, \quad (17)$$

где CO_2' и CO' — содержание двуокиси и окиси углерода в газах воздушного дутья в %.

Установив объем газов воздушного дутья, можно подсчитать их потенциальное и физическое тепло по формулам (10) и (11).

Подсчет потерь тепла вследствие уноса топлива и провала производят на основе определения его количества и теплопроводности.

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 балан-

са не могут превышать точности определения исходных величин.

В соответствии с этим приводим некоторые данные по допустимым расхождениям в результатах определения элементарного состава топлива и его теплотворности.

1. Определение содержания углерода в топливе (ГОСТ 2408-49):

а) $\pm 0,5\%$ для одной и той же лаборатории в одной и той же аналитической пробе (параллельные определения);

б) $\pm 1\%$ для разных лабораторий в одной и той же лабораторной пробе.

2. Определение содержания водорода в топливе (ГОСТ 2408-49):

а) $\pm 0,15\%$ для одной и той же лаборатории в одной и той же аналитической пробе (параллельные определения);

б) $\pm 0,3\%$ для разных лабораторий в одной и той же лабораторной пробе.

При подсчете теплотворности топлива по данным элементарного анализа допустимые расхождения в определении содержания углерода и водорода обуславливают возможность погрешности в определении теплотворности каменных углей и антрацитов в $\pm 1-2$, и в определении теплотворности бурых углей, торфа и сланцев $\pm 2-6\%$ (2).

3. Определение теплоты сгорания твердого топлива в калориметрической бомбе (ГОСТ 147-53):

а) 20—30 ккал/г при параллельных определениях;

б) 40 ккал/г для одной и той же лабораторной пробы в разных лабораториях.

40 ккал/г соответствует расхождению в определении теплотворности топлива от 0,5 до 1% (в зависимости от ее величины).

Кроме того, следует считаться с возможными погрешностями при отборе средней пробы газифицируемого топлива и газа, анализе газа, взвешивании топлива, определении объема газа и т. д.

В соответствии с этим необходимо оценивать возможную точность подсчета статей теплового баланса и к.п.д.

Для сопоставления отметим, что по нормам гарантийно-сдаточных испытаний Главэнергопрома, разработанных Центральным котлотурбинным институтом «при определении к.п.д. котельного агрегата по прямому балансу при самых благоприятных условиях, а именно при относительно малой погрешности в определении количества сжигаемого топлива и выра-

батываемого пара, все же ошибка может быть $\pm 3\%$, а при подсчете к.п.д. по обратному балансу $\pm 1\%$ » (3).

По материалам ОРГРЭСа точность определения к.п.д. паровых котлов при испытаниях по классу 1 равна $\pm 2\%$, а при проведении испытаний по классу 2 равна $\pm 5\%$ (4).

В соответствии с этим погоня за чрезмерной точностью при подсчете к.п.д. 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.

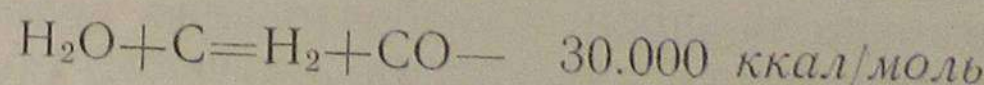
Пример составления теплового баланса генератора водяного газа

В качестве примера рассмотрим составление теплового баланса газогенератора водяного газа производительностью 1000 $нм^3$ газа в час.

Схема установки

Схема газогенераторной установки изображена на рис. 1. Топливо — антрацит или кокс — загружают в газогенератор 1 через люк 2, снабженный крышкой 3, открываемой посредством лебедки 4. Слой топлива в генераторе разогревают, подавая воздух под колосниковую решетку 5 по воздухопроводу 6.

Образующиеся в период воздушного дутья газы, состоящие из CO_2 , CO и N_2 , выпускают из генератора через люк 2 по трубе 7 в атмосферу. После доведения слоя топлива до температуры около $1000-1200^\circ$ воздушное дутье прекращают. Люк 2 закрывают крышкой 3 и приступают к производству водяного газа путем продувания пара через слой раскаленного топлива:



В целях поддержания равномерной температуры слоя топлива в генераторе водяной пар вдувают попеременно в низ и в верх газогенератора. Подача пара в низ газогенератора под колосниковую решетку осуществляется по паропроводу 8. Образующийся водяной газ отводится из газогенератора по газо-

проводам 9 и 10 в скруббер 11 для промывки водой и охлаждения. Промытый в скруббере водяной газ по газопроводу 12 поступает в газгольдер.

При дутье паром сверху пар подают в генератор по паропроводу 13, а образующийся водяной газ отводят снизу генератора в скруббер по трубопроводам 14 и 10. Слой топлива

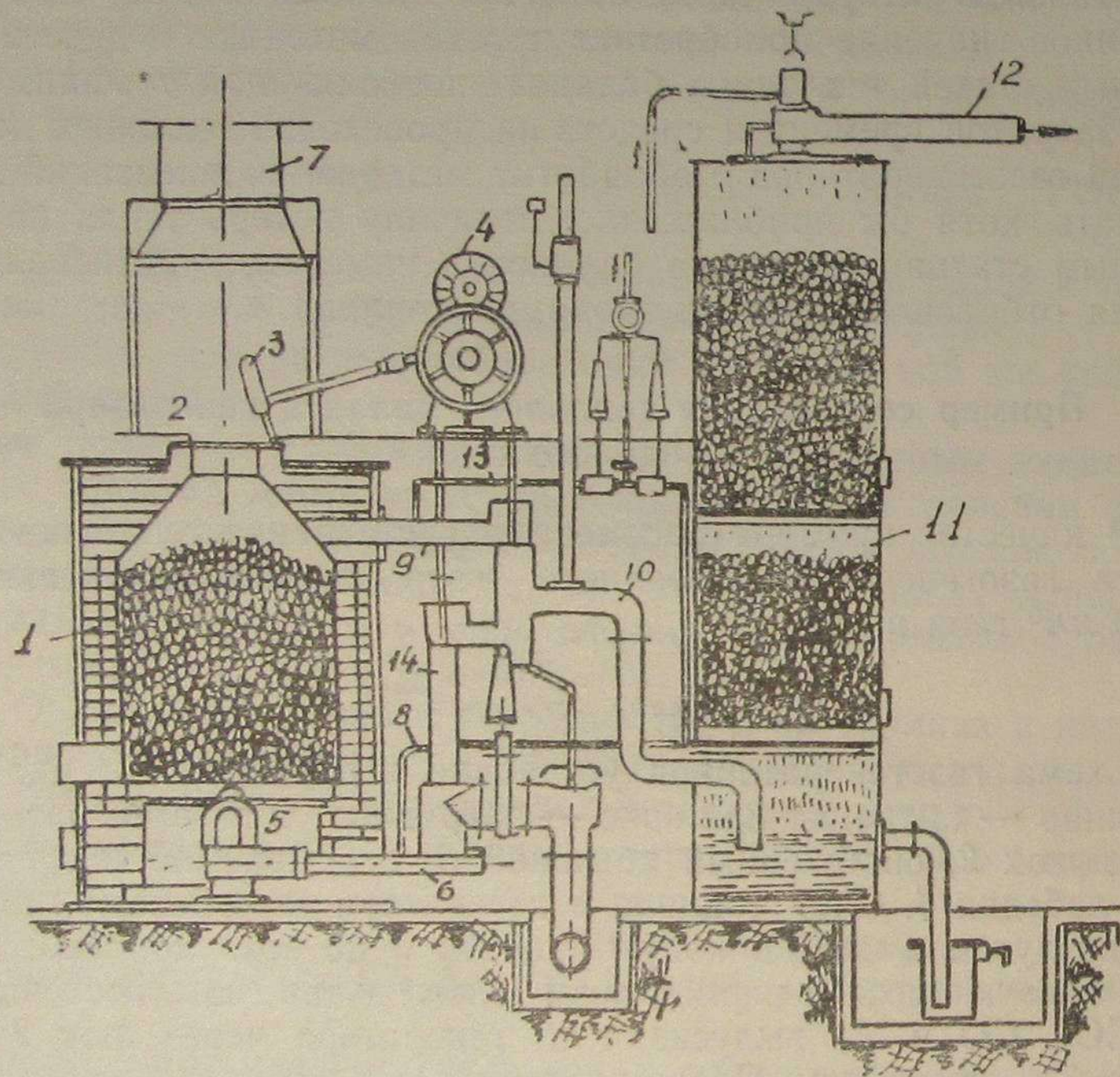


Рис. 1. Схема установки для производства водяного газа.

в генераторе, охладившийся в процессе парового дутья вследствие эндотермичности процесса образования водяного газа, вновь разогревают путем продувания в течение 1,5—2 минут воздухом с отводом продувочных газов через люк 2 и трубу 7 в атмосферу.

Вслед за разогревом слоя топлива вновь в течение 5—7 минут производят водяной газ, после чего снова следует период воздушного дутья.

Данные для составления теплового баланса

При испытании газогенератора водяного газа получены следующие данные:

1. производительность газогенератора $V^z = 1000 \text{ нм}^3$ водяного газа в час;
2. состав технического водяного газа: $\text{H}_2 - 50\%$; $\text{CO} - 40\%$; $\text{CO}_2 - 5\%$; $\text{N}_2 - 5\%$;
3. температура водяного газа $t^z = 700^\circ$;
4. расход антрацита $R = 600 \text{ кг/час}$;
5. состав антрацита: $\text{C}^p - 88\%$; $\text{H}^p - 1\%$; $\text{O}^p - 2\%$; $\text{S}^p - 1,0\%$; $\text{N}^p - 1\%$; $\text{A}^p - 4\%$; $\text{W}^p - 3\%$;
6. расход пара $D = 700 \text{ кг/час}$;
7. температура вдуваемого в генератор пара 300° ;
8. температура воздуха 20° ;
9. состав газов воздушного дутья:
 $\text{CO} - 11,6\%$; $\text{CO}_2 - 14\%$, $\text{N}_2 = 74,4\%$;
10. температура газов воздушного дутья $t^{\text{возд г}} = 900^\circ$.

Составление элементарного баланса углерода и подсчет объема газов воздушного дутья

1. В час в генератор поступает углерода:

$$C = R \cdot C^p = 600 \cdot 0,88 = 528 \text{ кг.}$$

2. Процент углерода, перешедший в водяной газ [подсчет по формуле (15)], равен

$$C^z = \frac{V^z \cdot (\text{CO} + \text{CO}_2 + \text{CH}_4) \cdot 12 \cdot 100}{R \cdot C^p \cdot 22,4} = \frac{1000 (40 + 5) \cdot 12 \cdot 100}{600 \cdot 88 \cdot 22,4} = 45,7\%$$

3. Процент углерода, теряемый со шлаками, $C^{\text{шл}}$ равен,

$$\frac{C^{\text{шл}}}{A^p} = \frac{20}{80}; \text{ отсюда } C^{\text{шл}} = \frac{4 \times 20}{80} = 1\%$$

Процент углерода, теряемый с уносом $\sim 1\%$.

Следовательно, суммарные потери углерода $C^{\text{потерь}} = 2\%$,

4. Отсюда процент углерода, перешедший в газы воздушного дутья: $C^{\text{возд дутья}} = 100\% - (C^z + C^{\text{потерь}}) = 100 - (45,7 + 2) = 52,3\%$.

5. Объем газов воздушного дутья [по формуле (17)] равен

$$V^{\text{возд г}} = \frac{R \cdot C^p \cdot C^{\text{возд г}} \cdot 22,4}{(\text{CO}'_2 + \text{CO}') \cdot 12} = \frac{600 \cdot 88 \cdot 52,3 \cdot 22,4}{(14 + 11,6) \cdot 12} = 2010 \text{ нм}^3.$$

Составление элементарного баланса азота и определение объема воздуха, вдуваемого в генератор

1. Содержание азота в водяном газе равно

$$\frac{V^2 \cdot N_2}{100} = \frac{1000 \cdot 5}{100} = 50 \text{ нм}^3.$$

2. Содержание азота в газах воздушного дутья равно

$$\frac{V^{\text{возд}} \cdot N_2'}{100} = \frac{2010 \cdot 74,4}{100} = 1500 \text{ нм}^3.$$

3. Отсюда объем вдуваемого воздуха равен

$$V^{\text{возд}} = \frac{(1500 + 50) \cdot 100}{79} = 1960 \text{ нм}^3.$$

При составлении элементарного баланса азота содержанием азота в антраците можно пренебречь. Так, при содержании 1% N в антраците с топливом поступает в час 6 кг азота, то есть в газ переходит около 5 нм³ азота:

$$\frac{6 \times 22,4}{28} = 5 \text{ нм}^3.$$

Подсчет объема водяного пара, отводимого из генератора, по балансу водорода

$$V^{\text{H}_2\text{O}} \left[D + \left(\frac{W^p}{100} + \frac{9 \cdot H^p}{100} \right) \cdot R \right] \cdot \frac{22,4}{18} - \frac{H_2}{100} \cdot V^2 = \\ = \left[700 + \left(\frac{3}{100} + \frac{9 \cdot 1}{100} \right) \cdot 600 \right] \cdot \frac{22,4}{18} - \frac{50}{100} \cdot 1000 = 460 \text{ нм}^3.$$

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:

$$\left(\frac{3}{100} + \frac{9}{100} \right) \cdot 600 \cdot \frac{22,4}{18} \cong 90 \text{ нм}^3,$$

а в водяной газ

$$460 - 90 = 370 \text{ нм}^3 \text{ пара.}$$

Проверка составленных элементарных балансов по балансу кислорода

Приход кислорода (нм³)

а) Содержание кислорода в воздухе:

$$1960 \cdot 0,21 = 412 \text{ нм}^3.$$

б) Содержание кислорода в водяном паре:

$$\frac{700 \cdot 22,4}{18 \cdot 2} = 436 \text{ нм}^3.$$

в) Содержание кислорода в топливе:

$$\left(O^p + \frac{8}{9} W^p \right) \cdot \frac{R}{100} \cdot \frac{22,4}{32} = \left(2 + \frac{8}{9} \cdot 3 \right) \frac{600}{100} \cdot \frac{22,4}{32} = \\ = \frac{20 \text{ нм}^3}{\Sigma = 868 \text{ нм}^3}.$$

Расход кислорода (нм³)

а) Содержание кислорода в водяном газе:

$$O_2 = (0,5 \text{ CO} + \text{CO}_2) \frac{V^2}{100} = (0,5 \cdot 40 + 5) \cdot \frac{1000}{100} = 250 \text{ нм}^3.$$

б) Содержание кислорода в газах воздушного дутья:

$$(0,5 \cdot \text{CO}' + \text{CO}_2') \cdot \frac{V^{\text{возд}}}{100} = (0,5 \cdot 11,6 + 14) \frac{2010}{100} = 398 \text{ нм}^3.$$

в) Содержание кислорода в паре: $0,5 \cdot V^{\text{H}_2\text{O}} = 0,5 \cdot 460 = 230 \text{ нм}^3$

Невязка баланса

$$878 - 868 = 10 \text{ нм}^3:$$

% невязки

$$\frac{10 \cdot 100}{868} \cong 1\%.$$

Подсчет теплового баланса газогенератора

Приходная часть

1. Потенциальное тепло антрацита

$$Q_I = Q_n^p \cdot R = [81 \cdot C + 300 H - 26(O - S) - 6(W + 9H)] \cdot 600 = \\ = [81 \cdot 88 + 300 \cdot 1 - 26(2 - 1) - 6(3 + 9 \cdot 1)] \cdot 600 = \\ = 4.398.000 \text{ ккал.}$$

2. Физическое тепло вдуваемого в генератор пара

$$Q_{II} = D \cdot C \cdot t = 700 \cdot 0,46 \cdot 300 = 96.000 \text{ ккал.}$$

3. Физическое тепло вдуваемого воздуха

$$Q_{III} = V^{\text{возд}} \cdot C^{\text{возд}} \cdot t^{\text{возд}} = 1960 \times 0,312 \times 20 = 12000 \text{ ккал}$$

$$\Sigma Q_{\text{прих}} = 4.506.000 \text{ ккал}$$

Расходная часть

1. Потенциальное тепло водяного газа

$$Q_1 = Q_H^c \cdot V^c = (25,8 \text{ H}_2 + 30,2 \cdot \text{CO}) \cdot V^c = \\ = (25,8 \cdot 50 + 30,2 \cdot 40) \cdot 1000 = 2.498.000 \cdot \text{ккал.}$$

2. Физическое тепло сухого водяного газа

$$Q_2 = V^c \cdot C^c \cdot t^c = (V^{\text{H}_2} \cdot C^{\text{H}_2} + V^{\text{CO}} \cdot C^{\text{CO}} + V^{\text{N}_2} \cdot C^{\text{N}_2} + V^{\text{CO}_2} \cdot C^{\text{CO}_2}) \cdot t^c = \\ = (500 \cdot 0,313 + 400 \cdot 0,328 + 50 \cdot 0,323 + 50 \cdot 0,499) \cdot 700 = \\ = 230.000 \text{ ккал}^*$$

3. Физическое тепло водяного пара, содержащегося в водяном газе

$$Q_3 = V^{\text{пара}} \cdot C^{\text{пара}} \cdot t^{\text{пара}} = 370 \cdot 0,392 \cdot 700 = 101.000 \text{ ккал.}$$

4. Потенциальное тепло газов воздушного дутья

$$Q_4 = V^{\text{возд г.}} \cdot C^{\text{возд г.}} = \\ = 30,2 \cdot 11,6 \cdot 2010 = 704.000 \text{ ккал.}$$

5. Физическое тепло сухих газов воздушного дутья

$$Q_5 = V^{\text{возд г.}} \cdot C^{\text{возд г.}} \cdot t^{\text{возд г.}} = \\ = 2010 \cdot (0,116 \cdot 0,334 + 0,14 \cdot 0,518 + 0,744 \cdot 0,330) \times 900 = \\ = 642.000 \text{ ккал.}$$

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

$$Q_7 = R^{\text{уноса}} \cdot Q^{\text{уноса}} = 0,02 \cdot 600 \cdot 8100 = 97.000 \text{ ккал.}$$

8. Потери тепла в окружающую среду

$$Q_8 = \sum Q_{\text{прих}} - \sum Q_{1-7} = 4.506.000 - 4.302.000 = 204.000 \text{ ккал.}$$

Ниже приведена сводка статей теплового баланса. В предпоследней графе приведены % % тепла по отношению к потенциальному теплу топлива, а в последней графе — по отношению к сумме прихода тепла.

* Значения объемных теплоемкостей (от 0 до t) приведены в табл. 2 лекции «Теплотехнические расчеты при сжигании газообразного топлива», ВЗЭИ, 1954 г. (5).

Сводка статей теплового баланса
(в тыс. ккал и %)

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
	<hr/>		
	4 506 т. ккал	102,5%	100%

Расход тепла

Q_1 — потенциальное тепло водяного газа	2 498	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
	<hr/>		
	4.506 т. ккал	102,5%	100%

Коэффициент полезного действия газификации

$$\eta_{\text{газиф}} = \frac{Q_I \cdot 100}{Q_1} = 56,9\%$$

Коэффициент полезного действия газогенератора

$$\eta_{г-ра} = \frac{Q_1 \cdot 100}{\Sigma Q} = 55,4\%$$

Схема теплового баланса газогенератора изображена на рис. 2.

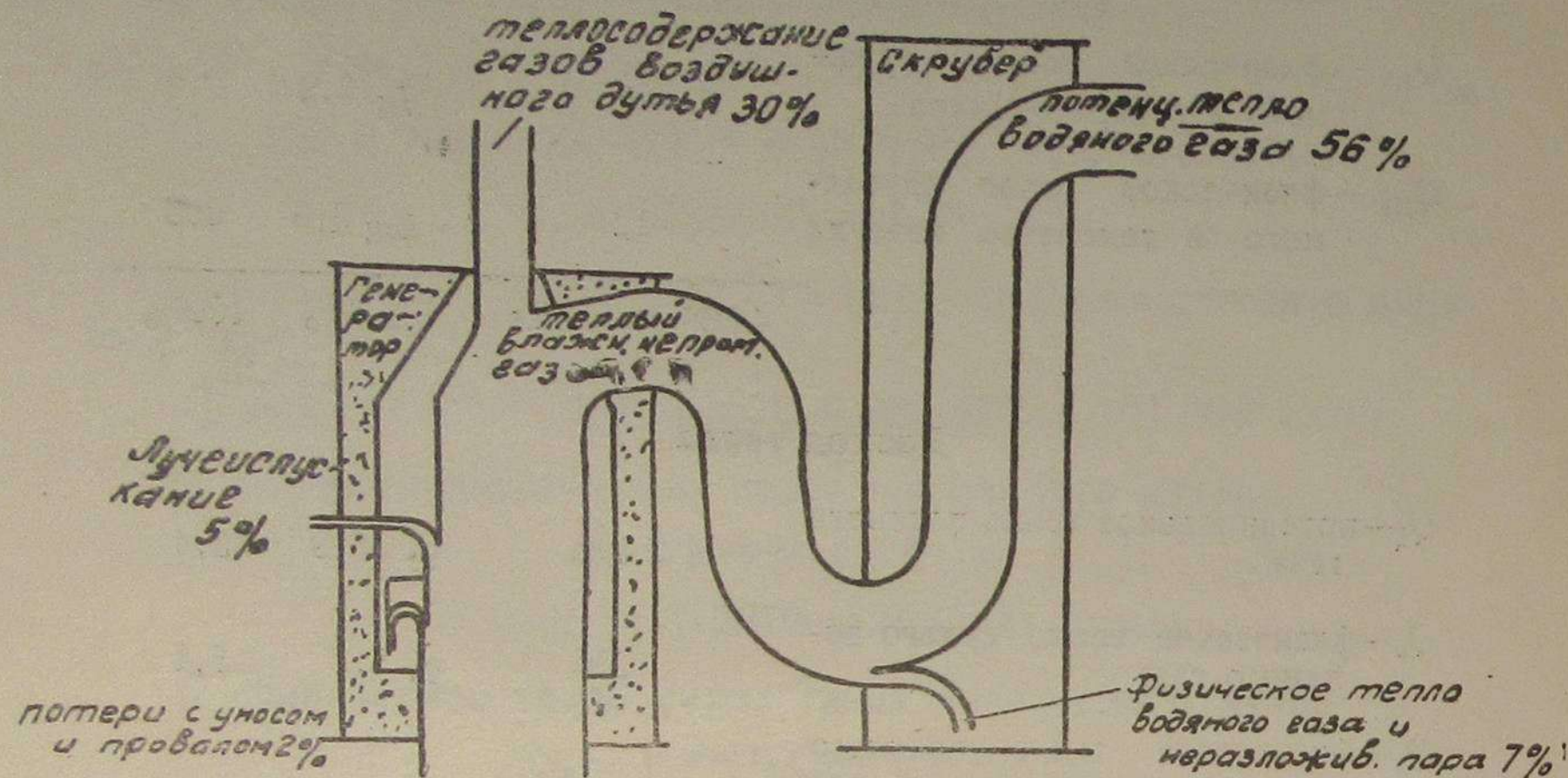


Рис. 2. Схема теплового баланса генератора водяного газа.

Проверка подсчета коэффициента полезного действия газификации и статей теплового баланса

Проверка подсчета к.п.д. газификации может быть произведена по методике, предложенной для подсчета потерь тепла вследствие химической неполноты горения, изложенной в лекции «Теплотехнические расчеты при сжигании газообразного топлива» (5) и в книге «Упрощенная методика теплотехнических расчетов» (2).

К.п.д. газификации может быть подсчитан по формуле

$$\eta_{газиф} = \frac{Q_H^2 \cdot H \cdot C^2}{P}, \quad (18)$$

где Q_H^2 — низшая теплотворность газа в ккал/нм³.

H — отношение объема сухого газа к объему сухих продуктов горения, получаемому при сжигании газифицируемого топлива в стехиометрическом объеме воздуха;

C^2 — процент углерода топлива, перешедший в газ;

P — теплотворность топлива, отнесенная к 1 нм³ сухих продуктов горения теоретического состава;

Q_H^2 — определяется калориметрически или подсчитывается по составу газа;

H — подсчитывается по формуле

$$H = \frac{CO_{\max}}{CO_2 + CO + CH_4 + 2C_2H_4}, \quad (19)$$

где

$CO_{2\max}$ — максимальное содержание CO_2 в сухих продуктах горения топлива при его сгорании в теоретическом объеме воздуха в %.

CO_2, CO, CH_4, C_2H_4 — содержание в газе двуокиси углерода, окиси углерода, метана и этилена в %.

Значения $CO_{2\max}$ и P мало меняются и могут быть с достаточной для расчета точностью, взяты из таблицы 1 (см. стр. 28).

Таким образом, для подсчета к.п.д. газификации достаточно располагать данными о составе газа и проценте углерода топлива, перешедшего в газ.

Для приведенного примерного подсчета

$$H = \frac{CO_{2\max}}{CO_2 + CO} = \frac{20,2}{5 + 40} = 0,45.$$

$$\eta_{газиф} = \frac{Q_H^2 \cdot H \cdot C^2}{P} = \frac{2498 \cdot 0,45 \cdot 45,7}{910} = 56,4\%$$

Потенциальное тепло газов воздушного дутья также может быть подсчитано по формуле (18).

Для приведенного расчета

$$Q_{возд}^2 = 350 \text{ ккал/нм}^3$$

$$H = \frac{20,2}{14 + 11,6} = 0,79;$$

$$C^{возд}^2 = 52,3\%$$

$$P = 810.$$

Следовательно:

$$q_4 = \frac{Q_{возд}^2 \cdot H \cdot C^{возд}^2}{P} = \frac{350 \cdot 0,79 \cdot 52,3}{910} = 15,9\%$$

Физическое тепло водяного газа и газов воздушного дутья можно подсчитать по методу, предложенному для подсчета физического тепла продуктов горения при $H < 1$, по формуле

$$q = \frac{t}{t_{\max}} \cdot C^2 \cdot H \cdot K, \quad (20)$$

где t — температура газа;

$t_{\text{макс}}$ — жаропроизводительность газифицируемого топлива;

C^2 — 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 $t_{\text{макс}}$. Значения k приведены в таблице 2. Вывод формулы (20) приведен в лекции ВЗЭИ «Теплотехнические расчеты при сжигании газообразного топлива» (5). Обоснование методики изложено в книге «Упрощенная методика теплотехнических расчетов» (2).

Для разбираемого расчета физическое тепло водяного газа равно

$$q_2 = \frac{700}{2200} \cdot 45,7 \cdot 0,45 \cdot 0,83 = 5,4\%$$

Физическое тепло газов горячего дутья равно

$$q_3 = \frac{900}{2200} \cdot 52,3 \cdot 0,79 \cdot 0,85 = 14,4\%$$

Физическое тепло пара, содержащегося в газе в процентах, к потенциальному теплу газифицируемого топлива может быть подсчитано по формуле

$$q = \frac{t}{t_{\text{макс}}} \cdot C^2 \cdot H \cdot k \cdot W \cdot E, \quad (21)$$

где W — содержание пара в $\text{нм}^3/\text{нм}^3$ сухого газа;

E — отношение объемной теплоемкости пара к объемной теплоемкости сухого газа.

Значение E , в зависимости от температуры газа (t), равны:

t_0	E	t_0	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, равно

$$q_3 = \frac{700}{2200} \cdot 45,7 \cdot 0,45 \cdot 0,83 \cdot 0,37 \cdot 1,2 = 2,4\%$$

где 0,37 — объем пара в $\text{нм}^3/\text{нм}^3$ сухого газа.

Физическое тепло пара, содержащегося в газах воздушного дутья, равно

$$q_6 = \frac{900}{2200} \cdot 52,3 \cdot 0,79 \cdot 0,85 \cdot 0,045 \cdot 1,2 = 0,8\%$$

где 0,045 — объем пара в $\text{нм}^3/\text{нм}^3$ сухого газа.

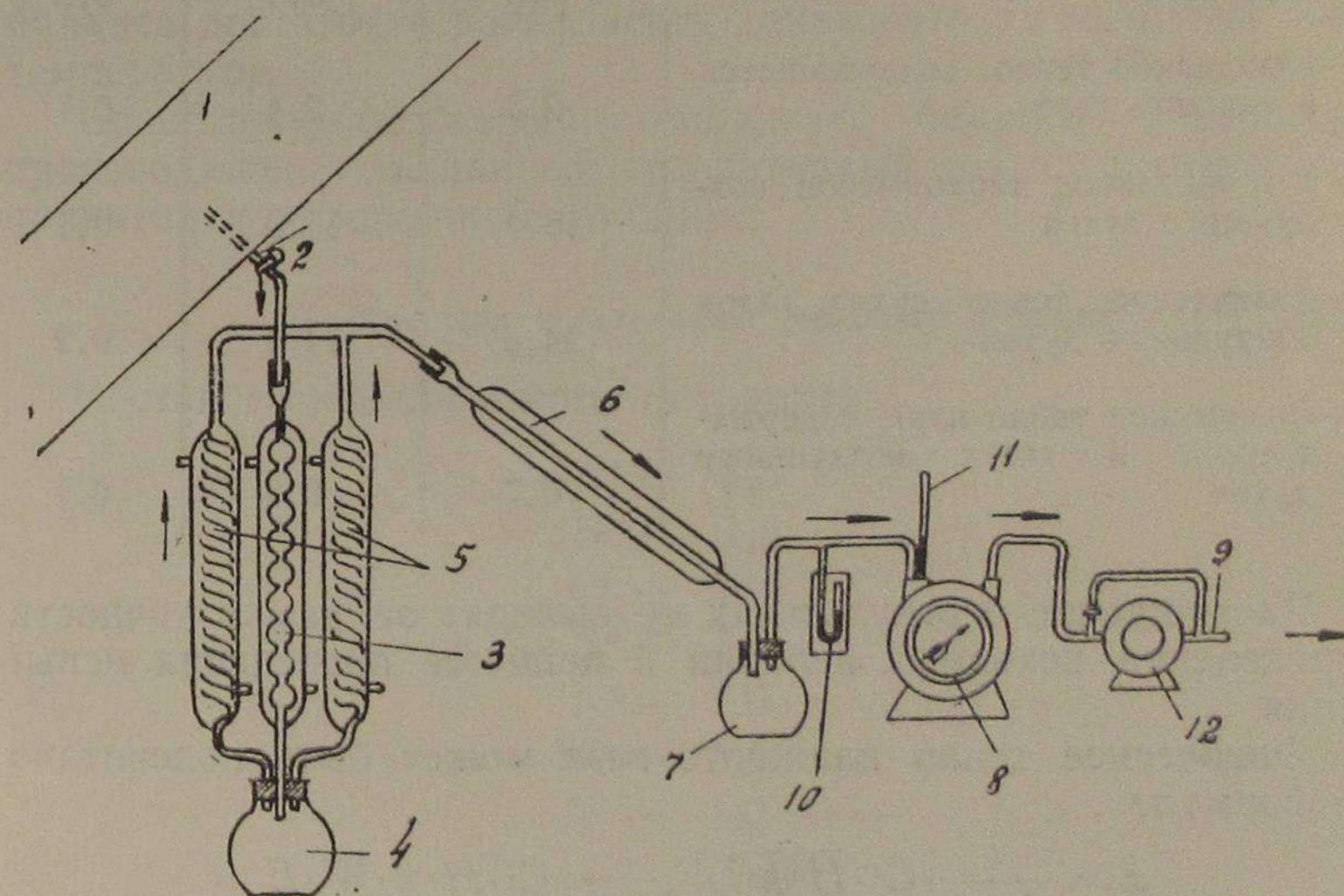


Рис. 3. Схема установки для определения содержания пара в газе

Определение содержания пара в газе может быть произведено по схеме, приведенной на рис. 3 (6).

Газ отсасывается из газовой линии 1 через газотборную трубку 2 — и холодильник 3 в приемник 4. Из приемника 4 газ отводится через холодильник 5. Конденсат, образующийся в холодильниках 4 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.

бок 9. Давление газа замеряется U-образным манометром 10, температура — термометром 11. Для прососа газа через установку используют в случае надобности эксгаустер 12.

Приводим сводку статей теплового баланса, проверенных по указанной методике (% %):

Статья баланса	Результат определения	Результат проверки	Отклонение
q_1 —потенциальное тепло водяного газа	56,9	56,4	0,5
q_2 —физическое тепло сухого водяного газа	5,2	5,4	0,2
q_3 —физическое тепло, содержащееся в водяном газе	2,3	2,4	0,1
q_4 —потенциальное тепло газов воздушного дутья	16,0	15,9	0,1
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

Расхождение в результатах не выходит за рамки точности определения исходных величин в процессе проведения испытания.

Физическое тепло влажного газа может быть подсчитано по формуле

$$q = \frac{t}{t_{\max}} \cdot C^2 \cdot H \cdot k + \frac{t}{t_{\max}} \cdot C^2 \cdot H \cdot k \cdot W \cdot E = \frac{t}{t_{\max}} \cdot C^2 \cdot H \cdot k (1 + WE). \quad (22)$$

В рассматриваемом подсчете физическое тепло влажного водяного газа равно

$$q_2 + q_3 = \frac{700}{2200} \cdot 45,7 \cdot 0,45 \cdot 0,83 (1 + 0,37 \cdot 1,2) = 7,8\%$$

и физическое тепло влажных газов воздушного дутья равно

$$q_5 + q_6 = \frac{900}{2200} \cdot 52,3 \cdot 0,79 \cdot 0,85 (1 + 0,045 \cdot 1,2) = 15,2\%$$

Пример составления теплового баланса генератора смешанного газа

При производстве смешанного генераторного газа из топлива с малым содержанием летучих веществ: кокса, полукокса, антрацита и др., в газ обычно переходит от 90 до 97% углерода. (1; 6). 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 теплотворности, а также к замеру количества 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 упрощенной методике.

Данные для составления теплового баланса

Состав газифицируемого антрацита:

C^p —	78,5
H^p —	1,5
O^p —	1,5
S^p —	1,5
N^p —	1,0
W^p —	5,0
A^p —	1,0
	<hr/>
	100,0%

Состав 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
	<hr/>
	100,0%

Выход сухого газа — 4,1 нм³/кг топлива
 Расход воздуха — 2,8 нм³/кг топлива
 Расход пара — 0,5 кг топлива
 Температура паровоздушной смеси 55°
 Температура газа 450°
 Потери топлива 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:

$$Q_n^p = 81 \cdot 78,5 + 300 \cdot 1,5 - 26(1,5 - 1,5) - 6(5 + 9 \cdot 1,5) = 6697 \text{ ккал/кг.}$$

2). Определить низшую теплотворность газа:

$$Q_n = 30,2 \cdot \text{CO} + 25,8 \text{H}_2 + 85,6 \text{CH}_4 + 56,6 \text{H}_2\text{S} = 30,2 \cdot 27,5 + 25,8 \cdot 13,5 + 85,6 \cdot 0,5 + 56,6 \cdot 0,2 = 1230 \text{ ккал/нм}^3.$$

Приход тепла

1. Потенциальное тепло антрацита

$$Q_I = 6697 \text{ ккал}; \quad q_1 = 100\%$$

2. Физическое тепло воздуха

$$Q_{II} = V \cdot C \cdot t = 2,8 \cdot 0,31 \cdot 60 = 52 \text{ ккал}; \quad q_2 = 0,7$$

3. Физическое тепло пара

$$Q_{III} = D \cdot C \cdot t = 0,5 \cdot 0,44 \cdot 60 = 13 \text{ ккал}; \quad q_3 = 0,2$$

$$\underline{\underline{6762 \text{ ккал} \quad 100,9\%}}$$

Расход тепла

1. Потенциальное тепло газа

$$Q_I = V^r \cdot Q_n = 4,1 \cdot 1230 = 5043 \text{ ккал}; \quad q_1 = 75,3$$

2. Физическое тепло сухого газа

$$Q_2 = V^r \cdot C^r \cdot t^r = 4,1 \cdot 0,325 \cdot 450 = 600 \text{ ккал}; \quad q_2 = 8,8$$

3. Физическое тепло избыточного пара

$$Q_3 = V^n \cdot C^n \cdot t^n = 0,06 \cdot 4,1 \cdot 0,377 \cdot 450 = 42 \text{ ккал}; \quad q_3 = 0,6$$

4. Потеря тепла с провалом и уносом

$$q_4 = 7,0$$

5. Потеря тепла в окружающую среду (по разности

$$q_5 = 9,2$$

$$\underline{\underline{100,9\%}}$$

Подсчет по упрощенной методике

Подсчет по упрощенной методике, когда можно не прибегать к замерам количества газифицируемого топлива и выработанного газа и анализу топлива, сводится к следующему:

1) определяем соотношение 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:

$$\eta = q_1 = \frac{Q_n^r \cdot C^r \cdot H}{P} = \frac{1230 \cdot 0,6 \cdot 93}{910} = 75,5\%$$

3) Подсчитываем физическое тепло сухого газа в % к потенциальному теплу газифицируемого топлива:

$$q_2 = \frac{t}{t_{\text{макс}}} \cdot C^r \cdot H \cdot k = \frac{450}{2200} \cdot 93 \cdot 0,6 \cdot 0,8 = 9,1\%$$

4) Подсчитываем физическое тепло пара в % к потенциальному теплу газифицируемого топлива:

$$q_3 = \frac{t}{t_{\text{макс}}} \cdot C^r \cdot H \cdot k \cdot W \cdot l = \frac{450}{2200} \cdot 93 \cdot 0,6 \cdot 0,8 \cdot 0,06 \cdot 1,18 = 0,6\%$$

Приводим сводку статей теплового баланса газогенератора, подсчитанных по обычной и упрощенной методике.

Статьи теплового баланса, %	Результаты подсчета	
	обычная методика	упрощенная методика
q_1 — потенциальное тепло смешанного генераторного газа	75,3	75,5
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)	9,2	8,7

* Заданная величина.

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 , то есть 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 [7; 2], тогда потери тепла со шлаками и уносом q_4 могут быть определены, как остаточный член теплового баланса:

$$q_4 = 100\% - (q_1 + q_2 + q_3 + q_5).$$

Таблица 1.

Некоторые теплотехнические характеристики твердого топлива (2)

Наименование топлива	Содержание влаги	Теплотворность, отнесенная к 1 м^3 сухих продуктов горения P , ккал/ м^3	Жаропродуцирующая способность $t_{\text{макс}}$, °С (без учета влаги, содержащейся в воздухе)	Максимальное содержание $\text{CO}_2 + \text{SO}_2$ в сухих продуктах горения $\text{RO}_2 \text{ макс. } \%$
Антрацит	0—10	910	2200	20,2
Каменные угли	0—15	930	2100	19
Бурые угли*	0—20	910	2000	19,5
Бурые угли	20—30	900	1900	19,5
Бурые угли	30—40	880	1800	19,5
Торф	40	865	1650	19,5
Торф	50	845	1500	19,5
Древесина	40	875	1650	20,5

* При влажности, большей 40%, значения $t_{\text{макс}}$ и P должны корректироваться с учетом W^D топлива.

Таблица 2.

Отношения теплоемкости генераторных газов в интервале температур от 0 до t° к теплоемкости продуктов горения от 0 до $t_{\text{макс}} - K$

t°	K	t°	K
100	0,78	600	0,82
200	0,78	700	0,83
300	0,79	800	0,83
400	0,80	900	0,84
500	0,81	1000	0,85

Подсчеты 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 также существенное значение имеет использование физического тепла газа для производства пара и нагрева дутья.

Ниже приводятся примеры подсчета повышения эффективности использования газифицируемого топлива при утилизации отбросного тепла.

Пример № 1. 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 *атм* перегретого до 300° будет выработано в час, если:

1. производительность газогенератора 1000 *нм*³ водяного газа в час;

2. газифицируемое топливо — антрацит;

3. состав водяного газа: Н₂—50%, СО—40%, СО₂—5%, N₂—5%;

4. состав газов воздушного дутья: СО—11,6%, СО₂—14,0%, N₂—74,4%;

5. температура газов воздушного дутья 900°;

6. принять, что в водяной газ переходит около 45% углерода и в газы воздушного дутья около 50% углерода топлива;

7. состав продуктов горения после котла-утилизатора: СО₂—16%, О₂—5%, N₂—79%;

8. температура продуктов горения после котла-утилизатора 200°;

9. потери тепла в окружающую среду при утилизации тепла равны 30% от общего теплосодержания уходящих газов.

Решение

1) Определяем коэффициент полезного действия газификации

$$\eta_{\text{газиф}} = \frac{Q_n^r \cdot H \cdot C^r}{P};$$

$$Q_n^r = 25,8 \cdot 50 + 30,2 \cdot 40 = 2498 \text{ ккал/нм}^3;$$

$$H = \frac{CO_{2 \text{ макс}}}{CO_2 + CO} = \frac{20,2}{5 + 40} = 0,45;$$

$$\eta_{\text{газиф}} = \frac{2498 \cdot 0,45 \cdot 45}{910} = 56\%.$$

2) Определяем потенциальное тепло газов воздушного дутья в % к потенциальному теплу антрацита (q_4) по формуле (18):

$$q_4 = \frac{Q^{\text{возд } z} \cdot H \cdot C^{\text{возд } z}}{P}$$

$$Q^{\text{возд } z} = 30,2 \cdot 11,6 = 350 \text{ ккал/нм}^3;$$

$$H = \frac{20,2}{14 + 11,6} = 0,79;$$

$$q_4 = \frac{350 \cdot 0,79 \cdot 50}{910} = 15,2\%.$$

3) определяем физическое тепло газов воздушного дутья по формуле (20):

$$q_5 = \frac{t}{t_{\text{макс}}} \cdot C^{\text{возд } z} \cdot H \cdot k = \frac{900}{2200} \cdot 50 \cdot 0,79 \cdot 0,85 = 13,8\%.$$

Содержанием водяного пара в газах воздушного дутья при составлении прикидочного подсчета пренебрегаем.

4) Подсчитываем потери тепла в окружающую среду при утилизации тепла:

$$q_{\text{потери}} = 0,3(q_4 + q_5) = 0,3(15,2 + 13,8) = 8,7\%.$$

5) Подсчитываем потери тепла с уходящими газами, покидающим котел-утилизатор в % к потенциальному теплу антрацита*

$$q_{\text{ух } z} = \frac{t}{t_{\text{макс}}} [C' + (H' - 1) \cdot B \cdot k] C^{\text{возд } z};$$

$$H' = \frac{CO_{2 \text{ макс}}}{CO_2} = \frac{20,2}{16} = 1,26;$$

B для антрацита равно 0,95 (2);

C' при температуре уходящих газов 200° равно 0,83; k равно 0,78.

$$q_{\text{ух } z} = \frac{200}{2200} [0,83 + 0,26 \cdot 0,95 \cdot 0,78] \cdot 45 = 4,2\%.$$

6) Определяем процент использования тепла уходящих газов в котле-утилизаторе в % по отношению к потенциальному теплу газифицируемого топлива

$$\eta_{\text{исп}} = (q_4 + q_5) - (q_{\text{потери}} + q_{\text{ух } z}) = (15,2 + 13,8) - (8,7 + 4,2) = 16,1\%.$$

* См. лекцию «Теплотехнические расчеты при сжигании газообразного топлива», ВЗЭИ (5).

7) Подсчитываем, сколько пара будет выработано в котле в час.

Потенциальное тепло водяного газа равно:

$$2498 \text{ ккал} \cdot 100 = 2498000 \text{ ккал.}$$

к.п.д. газификации подсчитан равным 56%. Отсюда потенциальное тепло антрацита равно

$$\frac{2498000 \cdot 100}{56} = 4450000 \text{ ккал.}$$

Теплосодержание 1 кг пара равно 731 ккал; следовательно, в час может быть произведено

$$d = \frac{Q_1 \cdot \eta_{исп}}{i \cdot 100} = \frac{4450000 \cdot 16,1}{731 \cdot 100} = 980 \text{ кг пара.}$$

Пример № 2. Использование физического тепла водяного газа и сопутствующего ему пара

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 кг пара давлением 5 ата, перегретого до 300°, будет выработано в котле-утилизаторе в час, если

а) производительность газогенератора около 1000 нм³ водяного газа в час;

б) температура водяного газа, отводимого из газогенератора 700°;

в) температура водяного газа после котла утилизатора 200°;

г) потери тепла в окружающую среду теплоутилизационной установки 30% от физического тепла водяного газа;

д) состав водяного газа: Н₂—50%, СО—40%, СО₂—5%, N₂—5%;

е) количество вдуваемого пара 700 кг в час;

ж) процент углерода топлива, переходящий в водяной газ около 45%.

Решение

1) Подсчитываем содержание водяного пара в водяном газе.

$$\text{Объем вдуваемого пара равен } \frac{700 \cdot 22,4}{18} = 870 \text{ нм}^3.$$

Объем прореагировавшего пара равен объему водорода в газе, то есть 500 нм³. Следовательно, объем непрореагировавшего в генераторе пара равен

$$870 - 500 = 370 \text{ нм}^3.$$

Содержанием в антраците водорода и влаги для прикидочного расчета 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 (21):

$$q = \frac{t}{t_{\text{макс}}} \cdot C^2 \cdot H \cdot k (1 + WE) = \\ = \frac{700}{2200} \cdot 45 \cdot 0,45 \cdot 0,83 \cdot (1 + 0,37 \cdot 1,2) = 7,7\%,$$

3) Подсчитываем по той же формуле физическое тепло водяного газа и сопутствующего ему водяного пара при температуре 200°:

$$q_{yx} = \frac{200}{2200} \cdot 45 \cdot 0,45 \cdot 0,78 (1 + 0,37 \cdot 1,2) = 2,1\%.$$

4) Подсчитываем потери тепла в окружающую среду:

$$q = 0,3 \cdot 7,7 = 2,3\%.$$

5) Определяем процент используемого в котле-утилизаторе тепла в % к потенциальному теплу газифицируемого топлива:

$$q_{исп} = 7,7 - (2,1 + 2,3) = 3,3\%$$

6) Количество производимого в час пара

$$d = \frac{Q_1 \cdot q_{исп}}{i \cdot 100};$$

Q₁ подсчитано равным ∞ 4450000 ккал (см. предыдущий пример). Отсюда

$$d = \frac{4450000 \cdot 3,3}{731 \cdot 100} = 200 \text{ кг.}$$

Пример № 3. 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:

- 1) производительность генератора 3000 нм^3 смешанного газа в час;
- 2) газифицируемое топливо — антрацит;
- 3) в газ переходит около 90% углерода топлива;
- 4) 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%;
- 5) температура газа 450°;
- 6) температура газа после котла-утилизатора 150°;
- 7) потери тепла в окружающую среду теплоутилизационной установки 20% от физического тепла газа;
- 8) содержание в газе пара 10% по отношению к сухому газу.

Решение

Подсчитываем теплотворность газа:

$$Q_n = 30,2 \cdot 27,5 + 25,8 \cdot 13,5 + 85,6 \cdot 0,5 + 56,2 \cdot 0,2 = 1230 \text{ ккал/нм}^3.$$

2) Определяем H и к.п.д. газификации η ;

$$H = \frac{RO_2 \text{ макс}}{CO_2 + CO + CH_4 + H_2S} = \frac{20,2}{5,5 + 27,5 + 0,5 + 0,2} = 0,6;$$

$$\eta = \frac{Q_n \cdot C \cdot H}{P} = \frac{1230 \cdot 0,6 \cdot 90}{910} = 73\%.$$

3) Подсчитываем физическое тепло генераторного газа и сопутствующего ему водяного пара по формуле (22):

$$q = \frac{t}{t_{\text{макс}}} C \cdot H \cdot k \cdot (1 + WE) =$$

$$= \frac{450}{2200} \cdot 90 \cdot 0,6 \cdot 0,8 (1 + 0,1 \cdot 1,2) = 10\%.$$

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 у котла-утилизатора по формуле (22):

$$q_{\text{уход}} = \frac{200}{2200} \cdot 90 \cdot 0,6 \cdot 0,78 (1 + 0,1 \cdot 1,2) = 4,3\%.$$

6) Определяем процент потенциального тепла газифицируемого антрацита, используемый для производства пара:

$$q_{\text{исп}} = 10 - (2 + 4,3) = 3,7\%.$$

7) Подсчитываем количество производимого в час пара в кг:

$$d = \frac{Q_n \cdot V \cdot 100 \cdot q_{\text{исп}}}{\eta_{\text{газиф}} \cdot i \cdot 100} = \frac{1230 \cdot 3000 \cdot 100 \cdot 3,7}{73 \cdot 731 \cdot 100} = 250 \text{ кг}.$$

Подсчет 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:

1) температура продуктов горения, отводимых из печи, равна 800°; горение полное; $H=1,2$, (2; 5);

2) потери тепла в окружающую среду печи q_5 равны 20%.

Сопоставить работу печи:

а) на водяном газе;

б) на смешанном генераторном газе из антрацита.

Условия газификации взять из примеров составления тепловых балансов генераторов водяного газа (стр. 13) и смешанного генераторного газа (стр. 25).

Принять, что используемый в процессе газификации пар производится за счет утилизации отбросного тепла газогенераторных установок. Расход электроэнергии не учитывать.

Решение

1) Подсчитываем потери тепла с уходящими газами печи по формуле

$$q_2 = \frac{t_{\text{ур}}}{t_{\text{макс}}} [C' + (H - 1) \cdot B \cdot k] \cdot 100$$

а) при работе на водяном газе

$$q_2 = \frac{800}{2180} [0,90 + 0,2 \cdot 0,81 \cdot 0,83] \cdot 100 = 38\%;$$

б) при работе на смешанном генераторном газе из антрацита

$$q_2 = \frac{800}{1640} [0,92 + 0,2 \cdot 0,91 \cdot 0,75] \cdot 100 = 52\%.$$

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_1 при работе на газообразном топливе равны нулю.

Потери тепла вследствие химической неполноты горения q_3 также равны нулю.

Следовательно, коэффициент полезного действия печи равен:

а) при работе на водяном газе

$$\eta = 100\% - (38 + 20) = 42\% = 0,42;$$

б) 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:

а) при работе на водяном газе

$$\eta_{\Sigma} = 0,42 \cdot 0,57 = 0,24;$$

б) при работе на смешанном генераторном газе

$$\eta_{\Sigma} = 0,28 \cdot 0,75 = 0,21$$

При отсутствии котлов-утилизаторов к.п.д. газогенераторной станции водяного газа резко снижается.

Использование тепла уходящих газов, покидающих печь, для нагрева воздуха повышает эффективность ее работы, причем особенно значительно возрастает к.п.д. печи при работе по варианту, характеризуемому максимальными потерями тепла с уходящими газами, то есть при работе на генераторном газе (8).

Вопросы для самопроверки

1. Может ли коэффициент полезного действия газогенератора быть выше, чем коэффициент полезного действия газификации?

2. Может ли коэффициент полезного действия газогенераторной станции быть выше, чем коэффициент полезного действия газификации?

3. Чем отличается составление теплового баланса газогенератора по высшему и низшему пределам?

4. Почему величина P испытывает меньшие колебания, чем Q ?

5. Чем объясняется, что коэффициент полезного действия газификации антрацита при производстве смешанного генераторного газа выше, чем при производстве водяного газа?

6. Как подсчитать теоретическую температуру горения газов воздушного дутья, получаемых в процессе производства водяного газа?

7. Что затрудняет использование потенциального тепла газов воздушного дутья?

8. Как подсчитать физическое тепло сухого генераторного газа?

9. Как можно определить содержание влаги в газе?

10. Как подсчитать физическое тепло влажного генераторного газа?

ЛИТЕРАТУРА

1. Н. В. Шишаков, Основы производства горючих газов, Энергоиздат, 1948 г.

2. М. Б. Равич, Упрощенная методика теплотехнических расчетов, изд. Академии наук СССР, 1955 г.

3. Главэнергопром, Методика и технические нормы испытания котлоагрегатов, Разработаны ЦКТИ, Энергоиздат, 1938 г.

4. Орггрэс, Методика испытаний котельных установок, 1939 г.

5. М. Б. Равич, Теплотехнические расчеты при сжигании газообразного топлива, изд. Всесоюзного заочного энергетического института, 1954 г.

6. E. Rammler G. Gerlach, G. Biekenroth, K. Baüer Vergasungsversuche mit Braunkohlen-HT-Koks verschiedener Körnung im-Drehrostgenerator, Freiburger Forschungshefte A 30; Akademie-Verlag 1954.

7. Всесоюзный теплотехнический институт, Нормы теплового расчета котельного агрегата, Энергоиздат, 1952 г.

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
Коэффициент полезного действия газификации	4
Коэффициент полезного действия газогенератора	5
Коэффициент полезного действия газогенераторной установки	5
Тепловой баланс газогенератора	7
Методика подсчета статей теплового баланса	8
Точность составления теплового баланса	11
Пример составления теплового баланса генератора водяного газа	13
Пример составления теплового баланса генератора смешанного газа	25
Подсчеты использования отбросного тепла газогенераторных установок	29
Пример № 1. Использование потенциального и физического тепла газов воздушного дутья	30
Пример № 2. Использование физического тепла водяного газа и сопутствующего ему пара	32
Пример № 3. Использование физического тепла смешанного генераторного газа	33
Подсчет суммарного коэффициента полезного действия газовой термической печи с учетом коэффициента полезного действия газогенераторной установки	35
Вопросы для самопроверки	36
