

**Министерство сельского хозяйства Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное  
учреждение высшего образования  
Иркутский государственный аграрный университет  
имени А.А. Ежевского**

**Кафедра энергообеспечения и теплотехники**

**ТЕОРИЯ ГОРЕНИЯ И ТОПОЧНЫЕ УСТРОЙСТВА**

Методические указания к практическим занятиям  
для студентов, обучающихся по направлению подготовки

13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника  
(уровень магистратуры)

Иркутск – 2018

УДК 536.46+662.921(092)

Т338

Рецензент:

Фролов А.Г. – доцент кафедры теплоэнергетики Иркутского национального исследовательского технического университета, кандидат технических наук, доцент.

Теория горения и топочные устройства: методические указания к практическим занятиям для студентов, обучающихся по направлению подготовки 13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника (уровень магистратуры) / Авт.-сост.: В.А. Бочкарев, В.Д. Очиров. – Иркутск: Изд-во Иркутского ГАУ, 2018. – 29 с.

Рекомендовано к изданию учебно-методической комиссией энергетического факультета Иркутского ГАУ (протокол №3 от «14» ноября 2018 г.).

© Бочкарев В.А., Очиров В.Д., 2018

© Издательство Иркутского ГАУ

## СОДЕРЖАНИЕ

|  |    |
|--|----|
| ВВЕДЕНИЕ.....  | 4  |
| 1 Оценка влияния характеристик топлив, сжигаемых на ТЭС и котельных..                              | 5  |
| 1.1 Влияние состава твердого топлива и вида топлива на объемы<br>продуктов сгорания.....           | 5  |
| 1.2 Влияние влажности и зольности на теплотворную способность топлива.                             | 5  |
| 1.3 Определение потерь тепла при сжигании угля и мазута при изменении<br>характеристик топлив..... | 6  |
| 1.4 Определение жаропроизводительности угля и теоретической<br>температуры горения.....            | 9  |
| 1.5 Определение температуры точки росы при сжигании органических<br>топлив.....                    | 11 |
| 1.6 Определение удельного расхода условного топлива на выработку Гкал<br>(ГДж) тепла.....          | 12 |
| 1.7 Определение показателей вредности энергетических топлив Иркутской<br>области.....              | 13 |
| 1.8 Расчет выбросов в атмосферу частиц золы и недожога.....  | 14 |
| 1.9 Расчет выбросов в атмосферу окислов серы.....  | 15 |
| 1.10 Расчет выбросов в атмосферу окиси углерода.....   | 17 |
| 1.11 Расчет выбросов в атмосферу окислов ванадия.....  | 18 |
| 1.12 Расчет выбросов в атмосферу оксидов азота.....  | 18 |
| 1.13 Расчет выбросов бенз(а)пирена.....  | 22 |
| Вопросы для самопроверки.....  | 26 |
| СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....  | 27 |
| ПРИЛОЖЕНИЯ.....  | 28 |

## **ВВЕДЕНИЕ**

Знание характеристик топлива весьма актуально для организации правильной работы тепловых электростанций (ТЭС) и котельных. Известно, что на ТЭС и котельные поступает уголь разных сортов и различного качества. Оборудование ТЭС и котельных предназначено для приема, подачи, приготовления и сжигания топлива, спроектировано для работы на угле с определенными характеристиками и свойствами. В эксплуатационных условиях свойства поступающего топлива можно оценивать при использовании широкодоступных справочных данных для углей различных марок.

Выбор оборудования угольных ТЭС и котельных и его работа в определенной мере зависят от характеристик топлива. Знание характеристик топлива и умение их использовать, особенно актуальны в настоящее время, характеризующееся изменением и неопределенностью топливного баланса ряда ТЭС и котельных. Ориентация в ряде случаев только на стоимостные показатели топлива и его теплоту сгорания приводят к поставке на ТЭС и котельные принципиально непригодных углей, либо к серьезным ограничениям в работе оборудования.

Целью практических занятий является ознакомление студентов с теоретическими основами процессов, протекающих в топках котлов и оценка влияния характеристик топлив, сжигаемых на ТЭС и котельных, на работу котельных агрегатов.

# 1 Оценка влияния характеристик топлив, сжигаемых на ТЭС и котельных

## 1.1 Влияние состава твердого топлива и вида топлива на объемы продуктов сгорания

Определить теоретическое количество воздуха, необходимого для полного сгорания топлива  $V^o$ , теоретический объем азота  $V_{N_2}^o$ , объем трехатомных газов  $V_{RO_2}$ , объем водяных паров  $V_{H_2O}^o$  и объем дымовых газов (при коэффициенте избытка воздуха  $\alpha = 1$ )  $V_r^o$  при отклонении зольности и влажности топлива от нормативных значений.

Элементный состав твердого и жидкого топлива на измененную рабочую влажность  $W_2^p$  и зольность  $A_2^p$  пересчитывается путем умножения элементного состава нормативного топлива на коэффициент  $K$  [1]:

$$K = \frac{100 - W_2^p - A_2^p}{100 - W_1^p - A_1^p} \quad (1)$$

где  $W_1^p$ ,  $A_1^p$  – нормативные значения влажности и зольности топлива, %.

По измененному элементному составу топлива рассчитываются:

$$V^o = 0,0889 (C_2^p + 0,375 \cdot S_2^p) + 0,265 \cdot H_2^p - 0,0333 \cdot O_2^p, \text{ м}^3/\text{кг}, \quad (2)$$

$$V_{N_2}^p = 0,79 \cdot V_0 + 0,008 \cdot N_2^p, \text{ м}^3/\text{кг}, \quad (3)$$

$$V_{RO_2} = 0,01866 (C_2^p + 0,375 \cdot S_2^p), \text{ м}^3/\text{кг}, \quad (4)$$

$$V_{H_2O}^o = 0,111 \cdot H_2^p + 0,0124 \cdot W_2^p + 0,0161 \cdot V^o, \text{ м}^3/\text{кг}, \quad (5)$$

$$V_r^o = V_{RO_2} + V_{N_2}^o + V_{H_2O}^o, \text{ м}^3/\text{кг}, \quad (6)$$

где  $C_2^p$ ,  $H_2^p$ ,  $S_2^p$ ,  $O_2^p$ ,  $N_2^p$  – измененный элементный состав топлива.

Сравнить полученные расчетные значения с нормативными значениями [1, таблица XII].

## 1.2 Влияние влажности и зольности на теплотворную способность топлива

Определить изменение теплотворной способности топлива при изменении влажности и зольности топлива.

При одновременном изменении влажности  $W_2^p$  и зольности топлива  $A_2^p$  для расчета  $Q_2^p$  используется формула

$$Q_{H_2}^p = (Q_{H_1}^p + 24,42 \cdot W_1^p) \frac{100 - W_2^p - A_2^p}{100 - W_1^p - A_1^p} - 24,42 \cdot W_2^p, \text{ кДж/кг.} \quad (7)$$

Определить на какую величину измениться теплота сгорания топлива при увеличении влажности топлива на 4% и зольности на 3%.

Сравнить полученные значения с нормативными значениями.

### 1.3 Определение потерь тепла при сжигании угля и мазута при изменении характеристик топлив

Определить изменение тепловых потерь: с уходящими газами ( $q_2$ ); с механическим недожогом ( $q_4$ ); со шлаком ( $q_6$ ); и КПД котельного агрегата брутто при изменении влажности и зольности топлива. Потери тепла от химической неполноты сгорания топлива ( $q_3$ ) и от наружного охлаждения ( $q_5$ ) считать неизменными.

Потери тепла от механической неполноты сгорания топлива определяются по формуле

$$q_4 = \frac{\left( a_{\text{шл+пр}} \cdot \frac{\Gamma_{\text{шл+пр}}}{100 - \Gamma_{\text{шл+пр}}} + a_{\text{ун}} \cdot \frac{\Gamma_{\text{ун}}}{100 - \Gamma_{\text{ун}}} \right) \cdot 32680 \cdot A^p}{Q_p^p}, \quad (8)$$

где  $A^p$  – зольность топлива на рабочую массу, %;

$a_{\text{шл+пр}}$  – доля золы топлива в шлаке и в провале;

$a_{\text{ун}}$  – доля золы топлива в уносе (определяется по таблице 2 или 3);

$\Gamma_{\text{шл+пр}}$  – содержание горючих в шлаке, % (определяется по результатам лабораторных испытаний);

$\Gamma_{\text{ун}}$  – содержание горючих в уносе, % (определяется по результатам лабораторных испытаний);

$Q_p^p$  – располагаемое тепло на 1 кг твердого или жидкого топлива, кДж/кг.

Для твердого топлива при пылеугольном сжигании и твердом шлакоудалении:

$$- a_{\text{шл+пр}} = 0,05;$$

$$- a_{\text{ун}} = 0,95.$$

Для твердого топлива при пылеугольном сжигании и жидком шлакоудалении:

$$- a_{\text{шл}} = 0,3-0,4;$$

$$- a_{\text{ун}} = 0,6-0,7.$$

Для мазута  $q_4 = 0,02$  %.

Для технических расчетов  $Q_p^p$  определяется как

$$Q_p^p = Q_n^p + i_{тл},$$

где  $Q_n^p$  – низшая теплота сгорания топлива, кДж/кг;

$i_{тл}$  – физическое тепло топлива, кДж/кг,  $i_{тл} = C_{тл} \cdot t_{тл}$ ;

$C_{тл}$  – теплоемкость топлива, кДж/(кг·К);

$t_{тл}$  – температура топлива, °С.

Для твердых топлив принимаем  $t_{тл} = 20$  °С (293 К).

$$C_{тл} = 4,19 \frac{W^p}{100} + C_{тл}^s \cdot \frac{100 - W^p}{100},$$

где  $C_{тл}^s$  – теплоемкость сухой массы топлива, Дж/(кг·К);

$W^p$  – влажность топлива на рабочую массу, %.

Для каменных углей  $C_{тл}^s = 1,09$  кДж/(кг·К), для бурых углей  $C_{тл}^s = 1,13$  кДж/(кг·К).

Теплоемкость мазута при температуре  $t$  определяется:

- при  $t < 100$  °С  $C_{тл}^s = 1,89 + 0,0053t$ , кДж/(кг·К);

- при  $t < 100-150$  °С  $C_{тл}^s = 1,3 + 0,0112t$ , кДж/(кг·К).

Температура подогретого мазута принимается равной  $t_{тл}^m = 363-403$  К (90-130 °С).

Потери тепла с уходящими газами определяются, %,

$$q_2 = \frac{(I_{yx.g} - \alpha_{yx.g} \cdot I_{xb}^0) \cdot (100 - q_4)}{Q_p^r} \quad (9)$$

где  $I_{yx.g}$ ,  $I_{xb}^0$  – энтальпии уходящих газов и холодного воздуха, кДж/кг;

$\alpha_{yx.g}$  – коэффициент избытка воздуха в уходящих газах.

При определении потерь  $q_2$  значения  $I_{yx.g}$ ,  $I_{xb}^0$  рассчитываются на измененные характеристики топлива по формуле

$$I_{yx.g} = I_{г}^0 + (\alpha_{yx.g} - 1) \cdot I_{в}^0, \text{ кДж/кг}, \quad (10)$$

где значения  $I_{г}^0$  и  $I_{в}^0$  определяются по формулам

$$I_{г}^0 = (C \vartheta)_{CO_2} \cdot V_{RO_2} + (C \vartheta)_{N_2} \cdot V_{N_2} + (C \vartheta)_{H_2O} \cdot V_{H_2O}, \text{ кДж/кг}, \quad (11)$$

где  $(C \vartheta)_{CO_2}$ ,  $(C \vartheta)_{N_2}$ ,  $(C \vartheta)_{H_2O}$  – теплоемкость 1 м<sup>3</sup> газов при температуре уходящих газов, кДж/кг (см. приложение 3);

$V_{RO_2}$ ,  $V_{N_2}^0$ ,  $V_{H_2O}^0$  – объемы газов на измененные характеристики топлива, определяются по формулам (2-5), м<sup>3</sup>/кг.

Энтальпия воздуха определяется, как

$$I_B^0 = (C \vartheta)_B \cdot V^0, \text{ кДж/кг}, \quad (12)$$

где  $(C \vartheta)_B$  – теплоемкость  $1 \text{ м}^3$  воздуха при соответствующей температуре, кДж/кг;

$V^0$  – объем воздуха на измеренные характеристики топлива,  $\text{м}^3/\text{кг}$  (определяется по формуле 2).

Значения  $q_3$  определяются по таблицам 1 или 2.

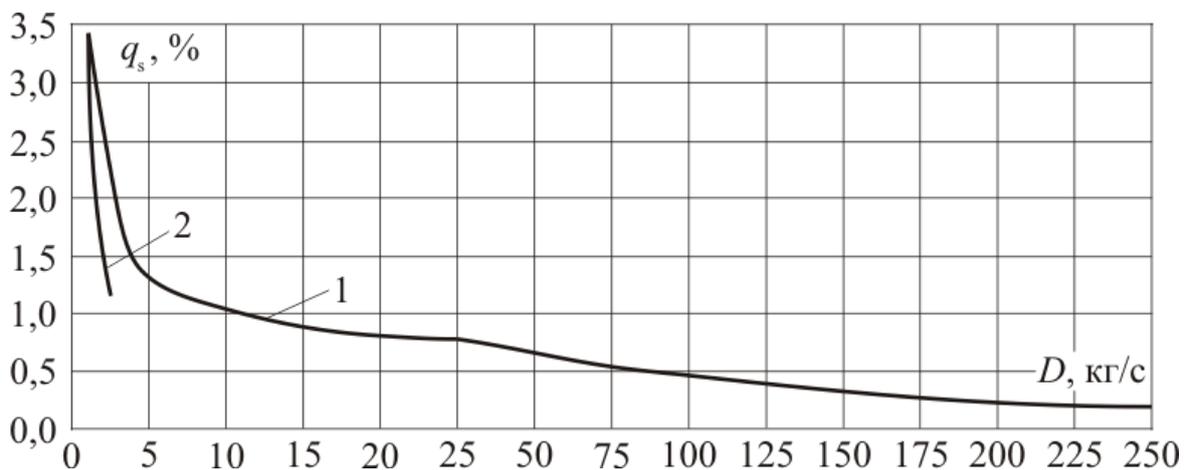
Потери тепла от наружного охлаждения  $q_5$  определяем по рисунку 1 [1].

Потери с физическим теплом шлаков для твердого топлива, %

$$q_6 = \frac{a_{\text{шл}} (c\nu)_{\text{зл}} \cdot A^r}{Q_p^r} \quad (13)$$

где  $a_{\text{шл}}$  – доля золы топлива в шлаке;

$(c\nu)_{\text{зл}}$  – удельная энтальпия золовых частиц, кДж/кг·К, определяется по приложению 4.



1 – котельный агрегат (с хвостовыми поверхностями);

2 – собственно котел (без хвостовых поверхностей нагрева)

**Рисунок 1 – Потери тепла от наружного охлаждения**

При твердом шлакоудалении энтальпия золовых частиц определяется при температуре  $600 \text{ }^\circ\text{C}$ , а при жидком шлакоудалении при температуре  $t_{\text{шл}} = t_3 + 100 \text{ }^\circ\text{C}$ , где  $t_3$  – температура жидкоплавкого состояния золы, определяется по таблице 2 [1].

Для мазута  $q_6 = 0$ .

В формулах (8, 9, 13) значения  $Q_p^r$  определяются на измененные характеристики топлива.

КПД котельного агрегата определяется по формуле

$$\eta_{\text{ка}}^{\text{бр}} = 100 - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6), \% \quad (14)$$

## 1.4 Определение жаропроизводительности угля и теоретической температуры горения

Максимальную температуру, развиваемую при сгорании топлива, в условиях, когда все выделяющееся тепло расходуется на нагрев продуктов сгорания, подсчитывают без учета диссоциации продуктов сгорания при высокой температуре.

Максимальную температуру горения, подсчитанную без учета диссоциации продуктов сгорания, называют калориметрической температурой горения  $t_{\text{кал}}$ .

Калориметрическая температура горения зависит от состава топлива, его теплоты сгорания ( $Q_{\text{н}}^{\text{p}}$ ) и объема продуктов сгорания, а так же от условий сжигания топлива, а именно: от степени разбавления продуктов сгорания избыточным воздухом и от температуры топлива и воздуха.

Если топливо сгорает полностью без избытка воздуха, а температура топлива и воздуха равна  $0^{\circ}\text{C}$ , то калориметрическая температура горения зависит только от состава топлива и является важнейшей его технической характеристикой – жаропроизводительностью ( $t_{\text{max}}$ ).

Следовательно, жаропроизводительность – это частный случай калориметрической температуры горения:  $t_{\text{max}} = t_{\text{кал}}$  при  $\alpha = 1$  и  $t_{\text{T}} = t_{\text{B}} = 0$ .

Жаропроизводительность топлива определяется по формуле [2]

$$t_{\text{кал}} = \frac{Q_{\text{н}}^{\text{p}}}{V_{\text{RO}_2} \cdot C_{\text{CO}_2} + V_{\text{H}_2\text{O}}^0 \cdot C_{\text{H}_2\text{O}} + V_{\text{N}_2}^0 \cdot C_{\text{N}_2}}, \quad (15)$$

где  $C_{\text{CO}_2}$ ,  $C_{\text{H}_2\text{O}}$ ,  $C_{\text{N}_2}$  – теплоемкость продуктов сгорания,  $\text{кДж/м}^3 \cdot \text{К}$ ;

$Q_{\text{н}}^{\text{p}}$  – низшая теплотворная способность топлива,  $\text{кДж/кг}$ ;

$V_{\text{RO}_2}$ ,  $V_{\text{N}_2}$ ,  $V_{\text{H}_2\text{O}}$  – объемы неразбавленных воздухом продуктов сгорания топлива,  $\text{м}^3/\text{кг}$  или  $\text{м}^3/\text{м}^3$  при  $\alpha = 1$ .

Определить значение  $t_{\text{кал}}$  для азейского угля, ирша-бородинского угля, мугунского угля, мазута высокосернистого графическим методом.

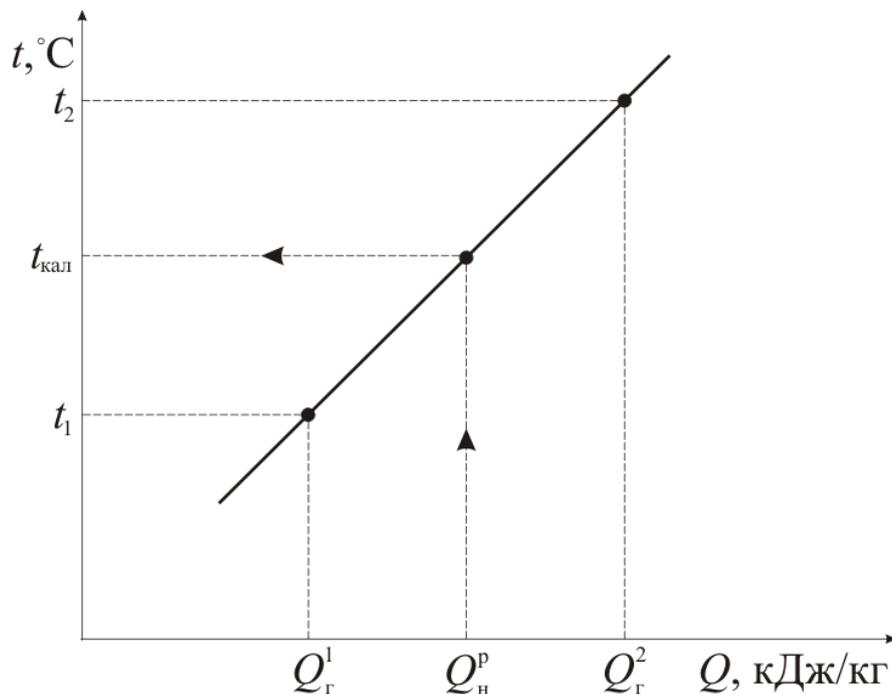
При определении жаропроизводительности топлива задаемся двумя значениями температур  $t_1$  и  $t_2$  и определяем для этих температур значения  $C_{\text{CO}_2}$ ,  $C_{\text{H}_2\text{O}}$ ,  $C_{\text{N}_2}$  по приложению 3. После этого определяем количество тепла в дымовых газах при этих температурах по формулам

$$Q_{\Gamma}^1 = t_1 \cdot (V_{\text{RO}_2} \cdot C_{\text{CO}_2}^1 + V_{\text{H}_2\text{O}}^0 \cdot C_{\text{H}_2\text{O}}^1 + V_{\text{N}_2}^0 \cdot C_{\text{N}_2}^1), \quad (16)$$

$$Q_{\Gamma}^2 = t_2 \cdot (V_{\text{RO}_2} \cdot C_{\text{CO}_2}^2 + V_{\text{H}_2\text{O}}^0 \cdot C_{\text{H}_2\text{O}}^2 + V_{\text{N}_2}^0 \cdot C_{\text{N}_2}^2). \quad (17)$$

По полученным значениям строим зависимость температуры горения топлива от количества тепла, соответствующего данной температуре (рис. 2).

Адиабатическая (теоретическая) температура горения топлива  $t_a$  – это такая температура, которая была бы в топке при отсутствии в ней какого-либо теплообмена. При таком предположении все выделяющееся в топке тепло расходовалось бы только на нагрев дымовых газов, и их энтальпия была бы равна полезному тепловыделению в топке. Теоретическую температуру горения можно определить по величине полезного тепловыделения.



**Рисунок 2 – Графическое определение жаропроизводительности топлив**

Полезное тепловыделение в топке определяется по формуле

$$Q_{\tau} = Q_p^p \frac{100 - q_3 + q_4 + q_6}{100 - q_4} + Q_b + Q_{\phi} + \Sigma r \cdot I_{г.отб}, \quad (18)$$

где  $Q_p^p$  – располагаемое тепло топлива, кДж/кг;

$Q_{\phi}$  – тепло, вносимое в топку паром при распыливании мазута в паровых форсунках, кДж/кг;

$Q_b$  – тепло, вносимое в топку воздухом, кДж/кг;

$q_3, q_4, q_6$  – потери тепла от химической неполноты сгорания топлива, от механической неполноты сгорания топлива и со шлаком, %;

$\Sigma r \cdot I_{г.отб}$  – тепло газов рециркуляции, кДж/кг (кДж/м<sup>3</sup>);

$r$  – доля газов рециркуляции.

Тепло газов рециркуляции учитывается в случае возврата в топку части газов, отбираемых из газохода котла, за котлом или из верхней части топки. При вводе рециркулирующих газов перед выходным сечением топки их тепло при расчете топочной камеры не учитывается.

Тепло, вносимое в топку горячим или холодным воздухом

$$Q_b = \beta'_r \cdot I_{гв}^0 + (\Delta \alpha_t + \Delta \alpha_{пл}) I_{прс}^0, \quad (19)$$

где  $\beta'_r = \alpha''_t + \Delta \alpha_t + \Delta \alpha_{пл} - (\alpha_{отб} - 1)r$  — отношение количества воздуха, подаваемого в топку из воздухоподогревателя, к теоретически необходимому его количеству;

$\alpha''_t$  — коэффициент избытка воздуха на выходе из топки;

$\Delta \alpha_t$  — присосы воздуха в топке;

$\Delta \alpha_{пл}$  — присосы воздуха в системе пылеприготовления;

$\alpha_{отб}$  — коэффициент избытка воздуха в месте отбора газов на рециркуляцию;

$I_{гв}^0, I_{прс}^0$  — энтальпии горячего и присасываемого холодного воздуха, кДж/кг.

Располагаемое тепло твердого или жидкого топлива определяется по формуле

$$Q_p^p = Q_n^p + i_{тл} + (1 - k)q_{крб}, \quad \text{кДж/кг}, \quad (20)$$

Произведение  $(1 - k)q_{крб}$  — рассчитывается при сжигании сланцев.

Энтальпия дымовых газов в топке определяется по формуле

$$I_r = I_r^0 + (\alpha''_t - 1)I_b^0 + I_{зп}, \quad \text{кДж/кг}, \quad (21)$$

где  $I_r^0$  — энтальпия газов, воздуха, золы при адиабатической температуре, кДж/кг (кДж/м<sup>3</sup>).

Адиабатическая температура определяется графическим способом аналогично жаропроизводительности.

## 1.5 Определение температуры точки росы при сжигании органических топлив

Температура точки росы ( $t_{тр}$ ) при сжигании твердых топлив определяется по формуле

$$t_{тр} = \frac{201 \cdot \sqrt[3]{S_{пр}^p}}{1,19 \cdot a_{yh} \cdot A_{пр}^p} + t_k, \quad ^\circ\text{C}, \quad (22)$$

где  $S_{\text{пр}}^{\text{п}} = \frac{S^{\text{п}}}{Q_{\text{н}}^{\text{п}}}$  – приведенная сернистость топлива, кг·%/МДж;

$A_{\text{пр}}^{\text{п}} = \frac{A^{\text{п}}}{Q_{\text{н}}^{\text{п}}}$  – приведенная зольность топлива, кг·%/МДж;

$a_{\text{уН}}$  – доля золы в уносе;

$t_{\text{к}}$  – температура конденсации водяных паров, °С.

Температура точки росы при сжигании мазута определяется по формуле

$$t_{\text{тр}} = 201 \sqrt[3]{S_{\text{пр}}^{\text{п}} + t_{\text{к}}}, \text{ °С}, \quad (23)$$

Температура конденсации водяных паров зависит от парциального давления водяных паров. Парциальное давление водяных паров определяется как

$$P_{\text{H}_2\text{O}} = 0,1 \frac{V_{\text{H}_2\text{O}}}{V_{\text{г}}}, \text{ МПа}, \quad (24)$$

где  $V_{\text{г}} = V_{\text{г}}^0 + 1,016 \cdot (\alpha_{\text{ухг}} - 1)V^0$ , м<sup>3</sup>/кг;  $V_{\text{г}}^0$  и  $V^0$  определяются по формулам 2 и 6 на измененные характеристики топлива, м<sup>3</sup>/кг;

$V_{\text{H}_2\text{O}} = V_{\text{H}_2\text{O}}^0 + 0,016 \cdot (\alpha_{\text{ухг}} - 1)V^0$ , м<sup>3</sup>/кг; значение  $V_{\text{H}_2\text{O}}^0$  и  $V^0$  – определяется на измененные характеристики топлива по формулам 2 и 5.

По полученному парциальному давлению по приложению 5 определяется температура конденсации водяных паров ( $t_{\text{к}}$ ).

Значение  $\alpha_{\text{ухг}}$  в расчетах принимать: при пылеугольном сжигании  $\alpha_{\text{ухг}} = 1,4$ ; при сжигании газа и мазута  $\alpha_{\text{ухг}} = 1,3$ ; при слоевом сжигании  $\alpha_{\text{ухг}} = 1,7$ .

## 1.6 Определение удельного расхода условного топлива на выработку Гкал (ГДж) тепла

Определить удельный расход условного топлива для котла Е-220-100 при сжигании угля, мазута, газа.

Удельный расход условного топлива определяется по формуле

$$b_{\text{у}} = \frac{B_{\text{у}}}{Q_{\text{выр}}}, \text{ кг у.т./Гкал (кг у.т./ГДж)}, \quad (25)$$

где  $B_{\text{у}} = B_{\text{нат}} \cdot \frac{Q_{\text{н}}^{\text{п}}}{29320}$  – расход условного топлива на котел при номинальной нагрузке, кг у.т./ч;

$B_{\text{нат}}$  – расход натурального топлива

$$B_{\text{нат}} = \frac{Q_1}{Q_{\text{п}}^{\text{п}} \cdot \eta_{\text{ка}}^{\text{бр}}} 100, \text{ кг/ч}, \quad (26)$$

где  $Q_1 = D_0 \cdot (i_0 - i_{пв}) + p \cdot D_0 (i_{пр.в} - i_{пв})$  – теплопроизводительность котла Е-220-100 при номинальной нагрузке, кДж/ч при температуре острого пара  $t_0 = 540^\circ\text{C}$ ; температуре питательной воды  $t_{пв} = 215^\circ\text{C}$ ; продувку в котле принять  $p = 0,03$ .

КПД котельного агрегата брутто принять: при сжигании угля – 91,5%; при сжигании мазута – 94,6 %; при сжигании газа 95,1 %.

## 1.7 Определение показателей вредности энергетических топлив Иркутской области

Показатели вредности энергетических топлив первой группы определяется по формуле

$$P_i = \frac{0,35 \cdot \Gamma_i \cdot F_i (100 - \eta_{оч}) M_{г}}{Q_n^p \cdot ПДК_i \cdot M_T}, \quad (27)$$

где  $\Gamma_i$  – масса примеси в рабочем топливе, %;

$F_i$  – безразмерный коэффициент рассеивания вредных примесей в атмосфере;

$F = 1$  – для газообразных выбросов;

$F = 2$  – для твердых выбросов при КПД золоуловителя ( $\eta_{зв}$ ) более 90 %;

$F = 2,5$  – для твердых выбросов при КПД золоуловителя ( $\eta_{зв}$ ) от 70 до 90 %;

$F = 3$  – для твердых выбросов при КПД золоуловителя ( $\eta_{зв}$ ) менее 70 %;

$\eta_{оч}$  – степень улавливания данной примеси из дымовых газов перед их выбросом в атмосферу, %;

$M_{г}$  и  $M_T$  – молекулярная масса примеси в газах и топливе;

$Q_n^p$  – низшая теплотворная способность топлива, ккал/кг;

$ПДК_i$  – предельно-допустимая концентрация примеси в приземленном слое атмосферного воздуха, мг/м<sup>3</sup>. Значения  $ПДК_i$  приведены в приложении 6.

К первой группе показателей вредности относятся: выбросы золы; двуокиси серы; пятиокись ванадия.

Показатели вредности второй группы определяются по формуле

$$P_i = \frac{3,5 \cdot C_i \cdot V_{г}}{Q_n^p \cdot ПДК_i}, \quad (28)$$

где  $C_i$  – концентрация примеси в дымовых газах, г/м<sup>3</sup>;

$V_{г}$  – объем дымовых газов, м<sup>3</sup>/кг.

Ко второй группе показателей вредности относятся: выбросы окислов азота; окиси углерода; бенз(а)пирена; сероводорода.

Концентрация примесей в дымовых газах определяется по формуле

$$C_i = \frac{10^3 \cdot M_i}{B \cdot V_r \cdot (1 - \frac{q_4}{100})}, \text{ г/м}^3, \quad (29)$$

где  $M_i$  – массовые выбросы, кг/с;

$B$  – расход топлива на котел, кг/с;

$q_4$  – потери тепла от механической неполноты сгорания топлива, %.

После определения частных показателей ( $P_i$ ) вредности необходимо определить суммарный показатель вредности для данного топлива ( $P_\Sigma$ ) (таблица 1). Чем выше значение  $P_\Sigma$ , тем выше удельные затраты по защите окружающей среды.

Таблица 1 – Значения частных и суммарного показателя вредности

| Топливо | $P_{\text{ЗЛ}}$ | $Q_{\text{SO}_2}$ | $P_{\text{CO}}$ | $P_{\text{NO}_2}$ | $A_{\text{БП}}$ | $P_\Sigma$ |
|---------|-----------------|-------------------|-----------------|-------------------|-----------------|------------|
|         |                 |                   |                 |                   |                 |            |
|         |                 |                   |                 |                   |                 |            |

### 1.8 Расчет выбросов в атмосферу частиц золы и недожога

Количество золовых частиц и недожога, уносимое из топki парогенераторов за любой промежуток времени (т/год, кг/ч, кг/с и т.д.), определяется по формуле:

$$M_{\text{ТВ}} = 0,01 B \left( \alpha_{\text{УН}} A^{\text{P}} + q_4^{\text{УН}} \frac{Q_{\text{H}}^{\text{P}}}{32680} \right) \cdot (1 - \eta_3), \quad (30)$$

где  $B$  – расход натурального топлива на парогенератор за любой промежуток времени (т/год, кг/ч, кг/с и т.д.);

$A^{\text{P}}$  – зольность топлива на рабочую массу, %;

$\alpha_{\text{УН}}$  – доля золовых частиц и недожога, уносимых из котла, см. таблицу 3 (при камерном сжигании) или таблицу 2 (при слоевом сжигании);

$q_4^{\text{УН}}$  – потери теплоты с уносом от механической неполноты сгорания топлива, %. При отсутствии эксплуатационных данных по  $q_4^{\text{УН}}$  при камерном сжигании твердого топлива для приблизительного расчета в формулу (30) подставляют нормативное значение  $q_4$ , а при слоевом сжигании  $q_4^{\text{УН}} = 0,5 \cdot q_4$ ;

$Q_{\text{H}}^{\text{P}}$  – теплота сгорания топлива на рабочую массу, кДж/кг;

$\eta_3$  – доля твердых частиц, улавливаемых в золоуловителях.

Некоторые значения  $q_3$ ,  $q_4$ , и  $\alpha_{\text{УН}}$  для парогенераторов производительностью 20,8 кг/с (75 т/ч) и выше при камерном сжигании различных топлив

Таблица 2

| Топочное устройство                                    | Топливо        | $q_3$ , % | Потери теплоты с механическим недожогом $q_4$ , % | Доля уноса золы и недожога из топки, $\alpha_{ун}$ |
|--|----------------|-----------|---|--|
| Камерные топки с твердым шлакоудалением                | Мазут          | 0,5       | 0,02  | 1,00   |
|  | Антрацит       | 0         | 6   | 0,95   |
|  | Тощие угли     | 0         | 2   | 0,95   |
|  | Каменные угли  | 0         | 1,0-1,5   | 0,95   |
|  | Бурые угли     | 0         | 0,5-1   | 0,95   |
|  | Фрезерный торф | 0         | 0,5-1   | 0,95   |
|  | Горючие сланцы | 0         | 0,5-1   | 0,95   |
|  | Природный газ  | 0,05-0,1  | 0   | 1  |
| Топки с жидким шлакоудалением                          | Антрацит       | 0         | 3-4   | 0,85   |
|  | Тощие угли     | 0         | 1,5   | 0,8  |
|  | Каменные угли  | 0         | 0,5   | 0,8  |
|  | Бурые угли     | 0         | 0,5   | 0,7-0,8  |
| Топки с жидким шлакоудалением полуоткрытые с пережимом | Антрацит       | 0         | 3-4   | 0,85   |
|  | Тощие угли     | 0         | 1,0   | 0,8  |
|  | Каменные угли  | 0         | 0,5   | 0,7-0,8  |
|  | Бурые угли     | 0         | 0,5   | 0,6-0,7  |

Таблица 3 – Некоторые значения  $q_3$ ,  $q_4$ , и  $\alpha_{ун}$  для слоевых топок

| Топливо   | Потери теплоты, %                |                                    | Доля уноса золы и недожога из топки, $\alpha_{ун}$ |
|---|----------------------------------|------------------------------------|--|
|   | С химическим недожогом $q_3$ , % | С механическим недожогом $q_4$ , % |  |
| Топки с ручным обслуживанием с шурующей планкой |                                  |                                    |  |
| Антрациты                                       | 2                                | 7                                  | 0,31   |
| Каменные угли                                   | 5                                | 6                                  | 0,19-0,21  |
|   | 3-5                              | 6                                  | 0,19-0,21  |
| Бурые угли                                      | 2-3                              | 8                                  | 0,18-0,2   |
| Топки типа ПМЗ-РПК                              |                                  |                                    |  |
| Антрациты                                       | 0,5-1                            | 13                                 | 0,3  |
| Каменные угли                                   | 0,5-1                            | 6                                  | 0,16   |
| Бурые угли                                      | 0,5-1                            | 7-9                                | 0,15-0,22  |
| Топки типа ТЛЗМ и ТЧЗ                           |                                  |                                    |  |
| Антрациты                                       | 0,5-1                            | 13                                 | 0,25   |
| Каменные угли                                   | 0,5-1                            | 6-7                                | 0,2-0,27   |
| Бурые угли                                      | 0,5-1                            | 6-7                                | 0,19-0,25  |

### 1.9 Расчет выбросов в атмосферу окислов серы

Количество окислов серы, поступающих в атмосферу с дымовыми газами, в пересчете на  $SO_2$  за любой промежуток времени (т/год, кг/ч, кг/с и т.д.) вычисляется по формуле

$$M_{SO_2} = 0,02 BS^p (1 - \eta'_{SO_2}) \cdot (1 - \eta''_{SO_2}) \cdot \left( 1 - \eta^c \frac{n_{OH}}{n_K} \right), \quad (31)$$

где  $S^p$  – содержание серы в топливе на рабочую массу, %;

$\eta'_{so_2}$  – доля окислов серы, связываемые летучей золой в газоходах парогенераторов, зависит от зольности топлива и содержание окиси кальция в летучей золе, определяется по таблице 4.

Таблица 4 – Ориентировочное значение  $\eta'_{so_2}$  при факельном сжигании различных видов топлива

| № | Топливо  | $\eta'_{so_2}$ |
|---|--|----------------|
| 1 | Торф   | 0,15           |
| 2 | Сланцы эстонские и ленинградские   | 0,8            |
| 3 | Остальные сланцы   | 0,5            |
| 4 | Экибастузский уголь  | 0,02           |
| 5 | Березовские угли Канско-Ачинского бассейна:<br>для топок с твердым шлакоудалением при низкотемпературном сжигании<br>для топок с жидким шлакоудалением | 0,5            |
|   |  | 0,2            |
| 6 | Остальные угли Канско-Ачинского бассейна:<br>для топок с твердым шлакоудалением<br>для топок с жидким шлакоудалением при высокотемпературном сжигании  | 0,2            |
|   |  | 0,05           |
| 7 | Прочие угли  | 0,1            |
| 8 | Мазут  | 0,02           |
| 9 | Газ  | 0              |

Под низкотемпературным сжиганием понимается сжигание всех углей с  $Q_n^p < 23050$  кДж/кг в топках с твердым шлакоудалением при температуре факела  $T_\phi < 1873$  К (1500 °С).

Под высокотемпературным сжиганием понимается сжигание всех углей в топках с жидким шлакоудалением, а также углей с  $Q_n^p < 23050$  кДж/кг в топках с твердым шлакоудалением при температуре факела  $T_\phi \geq 1773$  К (1500 °С).

$\eta''_{so_2}$  – доля окислов серы, улавливаемых в золоуловителе попутно с улавливанием твердых частиц, для сухих золоуловителей (электрофильтры, батарейные циклоны, тканевые фильтры) принимается равной нулю.

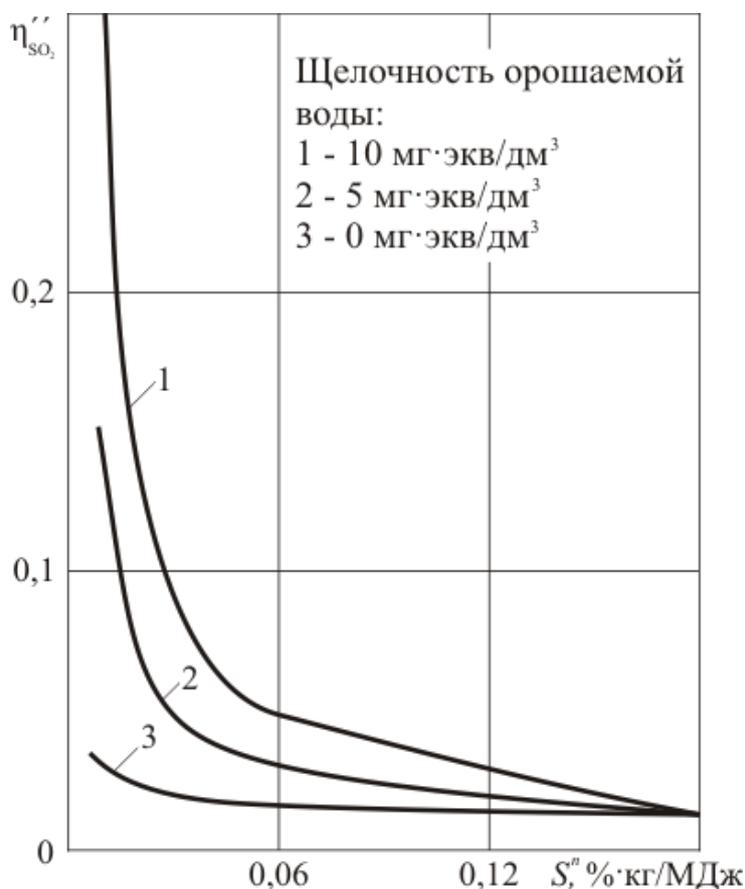
В мокрых золоуловителях типа МВ и МС эта доля зависит от общей щелочности орошающей воды и от приведенной сернистости топлива ( $S^n$ ). При принятых на тепловых электростанциях удельных расходах воды на орошение золоуловителей 0,1-0,15 кг/м<sup>3</sup> величина  $\eta''_{so_2}$  определяется по рисунку 3, где

$$S^n = \frac{S^p}{Q_n^p}.$$

Если отсутствуют данные по щелочности орошающей воды, то можно принять: при нейтральной орошающей воде  $\eta''_{so_2} = 0,015$ , т.е. ничтожно; для щелочной воды (щелочность 5-10 мг – экв/дм<sup>3</sup>)  $\eta''_{so_2} = 0,02-0,03$ .

$\eta_{SO_2}^c$  – доля окислов серы, улавливаемых в сероочистной установке;

$n_{оч}$ ,  $n_k$  – длительность работы сероулавливающей установки и котла, ч/год.



**Рисунок 3 – Степень улавливания оксидов серы в мокрых золоуловителях в зависимости от приведенной сернистости топлива и щелочности орошающей воды**

При наличии в топливе сероводорода выбросы дополнительного количества оксидов серы в пересчете на  $SO_2$  рассчитывают по формуле

$$M_{SO_2} = 1,88 \cdot 10^{-2} \cdot (H_2S) \cdot B, \quad (32)$$

где  $H_2S$  – содержание сероводорода в топливе, %;

### 1.10 Расчет выбросов в атмосферу окиси углерода

Количество окиси углерода (т/год, кг/ч, кг/с и т.д.), выбрасываемой в атмосферу с дымовыми газами в единицу времени, вычисляется по формуле

$$M_{CO} = 0,001 \cdot C_{CO} \cdot B(1 - 0,01 q_4), \quad (33)$$

где  $C_{CO}$  – выход окиси углерода при сжигании твердого, жидкого или газообразного топлива (кг/т, кг/тыс. м<sup>3</sup>), определяется по формуле

$$C_{CO} = \frac{q_3 \cdot R \cdot Q_n^p}{1013}, \quad (34)$$

где  $q_3$  – потери теплоты от химической неполноты сгорания топлива, %;

$R$  – коэффициент, учитывающий долю потери теплоты вследствие химической неполноты сгорания топлива, обусловленную содержанием в продукте неполного сгорания окиси углерода. Для твердого топлива  $R = 1,0$ , для газа  $R = 0,5$ , для мазута  $R = 0,65$ . Значения  $q_3$  и  $q_4$  принимаются по эксплуатационным данным или по паспортным данным котлостроительных заводов.

При сжигании газа или мазута с предельно малыми избытками воздуха  $\alpha = 1,01-1,03$  следует принимать  $q_3 = 0,15\%$ , а при  $\alpha \geq 1,05$  принимать  $q_3 = 0,5$ .

### 1.11 Расчет выбросов в атмосферу окислов ванадия

Соединения ванадия являются составной частью мазутной золы. Количество окислов ванадия для котлов, сжигающих жидкое топливо, в пересчете на пятиокись ванадия ( $V_2O_5$ ) (т/год, кг/ч, кг/с), выбрасываемое в атмосферу дымовыми газами в единицу времени, вычисляется по формуле

$$M_{V_2O_5} = 10^{-6} G_{V_2O_5} B (1 - \eta_{oc}) (1 - \eta_y), \quad (35)$$

где  $G_{V_2O_5}$  – содержание оксидов ванадия в жидком топливе в пересчете на  $V_2O_5$ , г/т;

$\eta_{oc}$  – коэффициент оседания оксидов ванадия на поверхностях нагрева парогенераторов. Для парогенераторов с промежуточными пароперегревателями очистка поверхностей нагрева которых производится в остановленном состоянии  $\eta_{oc} = 0,07$ , для котлов без промежуточных пароперегревателей при тех же условиях очистки  $\eta_{oc} = 0,05$ , для остальных случаев  $\eta_{oc} = 0$ ;

$\eta_y$  – доля твердых частиц продуктов сгорания жидкого топлива, улавливаемых в устройствах для очистки газов мазутных парогенераторов. Значение  $\eta_y$  оцениваются для средних условий работы улавливающих устройств за год.

При отсутствии результатов анализа топлива содержание оксидов ванадия ( $G_{V_2O_5}$ ) в сжигаемом топливе определяется ориентировочно по эмпирической формуле

$$G_{V_2O_5} = 4000 \cdot A^p. \quad (36)$$

### 1.12 Расчет выбросов в атмосферу оксидов азота

Количество оксидов азота в пересчете на двуокись азота (т/год, кг/ч, кг/с и т.д.), выбрасываемые в атмосферу с дымовыми газами в единицу времени для энергетических парогенераторов паропроизводительностью более 8,3 кг/с (30 т/ч), водогрейных котлов с тепловой производительностью более 125 ГДж/ч (30 Гкал/ч), вычисляется по формуле

$$M_{\text{NO}_2} = 10^{-3} K \cdot B_y \cdot (1 - 0,01 q_4) \cdot \beta_1 \cdot (1 - \varepsilon_1 \tau) \cdot \beta_2 \cdot \beta_3 \cdot \varepsilon_2 \cdot \left( 1 - \eta_{\text{аз}} \cdot \frac{n_{\text{оч}}}{n_{\text{к}}} \right) \quad (37)$$

где  $K$  – коэффициент, характеризующий выход окислов азота, кг/т. у.т.;

$B_y$  – расход условного топлива за любой промежуток времени (т у.т./год, кг у.т./ч, кг у.т./с и т.д.);

$\beta_1$  – коэффициент, учитывающий влияние на выход окислов азота качества сжигаемого топлива (содержание  $\text{N}^{\text{T}}$ );

$\varepsilon_1$  – коэффициент, характеризующий эффективность воздействия рециркулирующих газов в зависимости от условий подачи их в топку парогенератора;

$\tau$  – степень рециркуляции дымовых газов в топку, %;

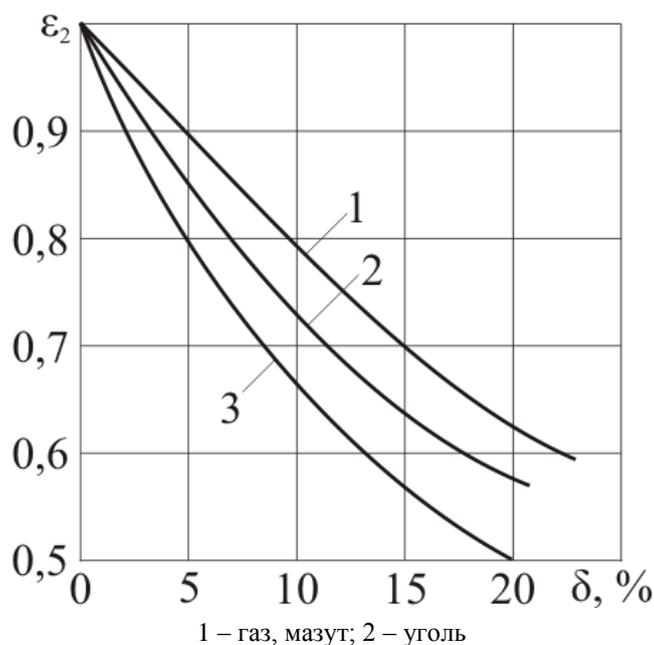
$\beta_2$  – коэффициент, учитывающий конструкцию горелок. Для вихревых горелок  $\beta_2 = 1,0$ , для прямоточных  $\beta_2 = 0,85$ ;

$\beta_3$  – коэффициент, учитывающий вид шлакоудаления. При жидком шлакоудалении  $\beta_3 = 1,6$ , во всех остальных случаях  $\beta_3 = 1,0$ ;

$\varepsilon_2$  – коэффициент, характеризующий снижение выброса оксидов азота при подаче части воздуха помимо основных горелок (при двухступенчатом сжигании), определяется по рисунку 4 при условии сохранения общего избытка воздуха  $\alpha''$  на выходе из топки;

$\eta_{\text{аз}}$  – доля оксидов азота, улавливаемых в азотоочистной установке;

$\eta_{\text{оч}}$ ,  $\eta_{\text{к}}$  – длительность работы азотоочистной установки и котла, ч.



**Рисунок 4 – Значение коэффициента  $\varepsilon_2$  в зависимости от доли воздуха, подаваемого помимо основных горелок  $\delta$**

Коэффициент  $K$  вычисляется по эмпирическим формулам: для котлов паропроизводительностью  $D$ , равной 200 т/ч и более, при сжигании газа и мазута во всем диапазоне нагрузок

$$K = \frac{12 \cdot D_{\phi}}{200 + D_{н}} \quad (38)$$

где  $D_{н}, D_{\phi}$  – номинальная и фактическая паропроизводительность котла (корпуса), т/ч.

Для котлов паропроизводительностью от 30 до 200т/ч

$$K = \frac{7,5 \cdot D_{\phi}}{50 + D_{н}} \quad (39)$$

для водогрейных котлов

$$K = \frac{2,5 \cdot Q_{\phi}}{84 + Q_{н}} \quad (40)$$

где  $Q_{н}, Q_{\phi}$  – номинальная и фактическая тепловая производительность котла, ГДж/ч.

При сжигании твердого топлива в формулы (38-40) вместо  $D_{\phi}, Q_{\phi}$  подставляем  $D_{н}, Q_{н}$ .

Расход условного топлива определяется

$$B_y = B \cdot \frac{Q_{н}^p}{29320}, \quad (41)$$

где  $Q_{н}^p$  – низшая теплота сгорания топлива, кДж/кг.

Значение  $\beta_1$  при сжигании твердого топлива вычисляют по формулам:

при  $\alpha_T \leq 1,25$

$$\beta_1 = 0,178 + 0,47N^r \quad (42)$$

при  $\alpha_T > 1,25$

$$\beta_1 = (0,178 + 0,47 N^r) \cdot \frac{\alpha_T}{1,25} \quad (443)$$

где  $N^r$  – содержание азота в топливе на горючую массу, %.

При сжигании жидкого и газообразного топлива значения коэффициента  $\beta_1$  принимаются по таблице 5.

Таблица 5 – Значение коэффициента  $\beta_1$

| Коэффициент избытка воздуха в топочной камере | $\beta_1$ |
|---|-----------|
| $\alpha_T > 1,05$                             | 1,0       |
| $\alpha_T = 1,05-1,03$                        | 0,9       |
| $\alpha_T < 1,03$                             | 0,75      |

При одновременном сжигании двух видов топлива с расходом одного из них более 90% значение коэффициента  $\beta_1$  следует принимать по основному расходу топлива. В остальных случаях коэффициент  $\beta_1$  определяется как средневзвешенное значение по топливу. Так, для двух видов топлива

$$\beta_1 = \frac{\beta'_1 \cdot B' + \beta''_1 \cdot B''}{B' + B''}, \quad (44)$$

где  $\beta'_1, \beta''_1, B', B''$  соответствуют значениям коэффициентов и расходам каждого вида топлива на котел.

Значение коэффициента  $\varepsilon_1$  при номинальной нагрузке и  $\tau$  менее 20% принимают в соответствии с таблице 6. При низкотемпературном сжигании твердого топлива  $\varepsilon_1 = 0$ .

Таблица 6 – Значение коэффициента  $\varepsilon_1$

| Место ввода газов рециркуляции                           | $\varepsilon_1$ |
|--|-----------------|
| При сжигании газа и мазута:                              |                 |
| в топке при расположении горелок на вертикальных экранах | 0,0025          |
| через шлицы под горелками                                | 0,015           |
| по наружному каналу горелок                              | 0,025           |
| в рассечку двух воздушных потоков                        | 0,035           |
| При высокотемпературном сжигании твердого топлива:       |                 |
| в первичную аэрозоль                                     | 0,010           |
| во вторичный воздух                                      | 0,005           |

При нагрузках, меньше номинальных, коэффициент  $\varepsilon_1$  умножают на коэффициент  $f$ , определяемый по рисунку 5.

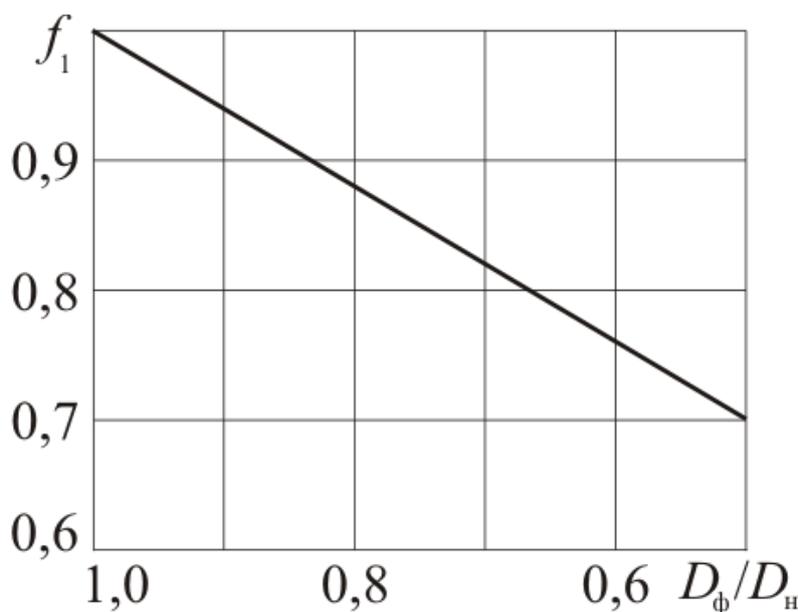


Рисунок 5 – Значение безразмерного коэффициента  $f_1$

### 1.13 Расчет выбросов бенз(а)пирена

Количество бенз(а)пирена (БП) (т/год), поступающее в атмосферу с дымовыми газами паровых котлов тепловых электростанций при факельном сжигании органических топлив, рассчитывается по формуле

$$M_{\text{БП}} = 10^{-9} B V_{\text{сг}} C_{\text{БП}}, \quad (45)$$

где  $B$  – расход топлива, т/год (тыс. м<sup>3</sup>/с);

$C_{\text{БП}}$  – концентрация БП в сухом дымовом газе приведенная к  $\alpha = 1,4$ , мкг/м<sup>3</sup>; определяется в зависимости от вида сжигаемого топлива;

$V_{\text{сг}}$  – объем сухих дымовых газов при  $\alpha = 1,4$ , м<sup>3</sup>/кг (м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>)

$$V_{\text{сг}} = V_{\text{г}}^{\circ} + 0,984 (\alpha - 1) V^{\circ} - V_{\text{H}_2\text{O}}^{\circ}, \quad (46)$$

где  $V_{\text{г}}^{\circ}$ ,  $V^{\circ}$ ,  $V_{\text{H}_2\text{O}}^{\circ}$  – соответственно объем дымовых газов, воздуха и водяных паров при стехиометрическом сжигании 1 кг (м<sup>3</sup>) топлив в м<sup>3</sup>/кг (м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>). Если в топку или горячий воздух вводится дополнительно влага, она также должна учитываться.

Концентрация бенз(а)пирена в сухих дымовых газах котлов при сжигании мазута БП (м), приведенная к избытку воздуха в газах  $\alpha = 1,4$ , рассчитывается по формуле

$$C_{\text{БП(м)}} = \frac{q_{\text{лг}}^{-0,53} \cdot (0,232 + 0,606 \cdot 10^{-3} \cdot q_{\text{v}})}{e^{25(\alpha_{\text{г}}^{\circ} - 1)}} K_{\text{г}} \cdot K_{\text{q}} \cdot K_{\text{сг}} \cdot K_{\text{вл}} \cdot K_{\text{оч}}, \quad (47)$$

Концентрация БП в сухих дымовых газах котлов при сжигании природного газа  $C_{\text{БП}}$ , приведенная к избытку воздуха в дымовых газах  $\alpha = 1,4$ , рассчитывается по формуле

$$C_{\text{БП(г)}} = \frac{q_{\text{лг}}^{-1,26} \cdot (0,0536 + 0,163 \cdot 10^{-3} \cdot q_{\text{v}})}{e^{25(\alpha_{\text{г}}^{\circ} - 1)}} K_{\text{г}} \cdot K_{\text{q}} \cdot K_{\text{сг}} \cdot K_{\text{вл}}, \quad (48)$$

В формулах (47) и (48):

$q_{\text{лг}}$  – теплонпряжение поверхности зоны активного горения, МВт/м<sup>2</sup>

$q_{\text{v}}$  – теплонпряжение топочного объема, кВт/м<sup>3</sup> (является проектной величиной, определяется из технической документации на котел);

$\alpha_{\text{г}}^{\circ}$  – коэффициент избытка воздуха в дымовых газах на выходе из топки.

При  $\alpha_{\text{г}}^{\circ} > 1,08$  в формулах (46) и (47) следует принимать  $e^{-25(\alpha_{\text{г}}^{\circ} - 1)} = 0,135$  ;

$K_{\text{г}}$  – коэффициент, учитывающий влияние рециркуляции;

$K_{\text{q}}$  – коэффициент, учитывающий нагрузку котла;

$K_{\text{сг}}$  – коэффициент, учитывающий ступенчатое сжигание топлива;

$K_{\text{вл}}$  – коэффициент, учитывающий подачу влаги;

$K_{оч}$  – коэффициент, учитывающий увеличение выброса БП при очистке конвективных поверхностей нагрева на работающем котле (принимается по таблице 7).

Таблица 7 – Значения  $K_{оч}$  в момент очисток

| Период между очистками, ч | При дробевой очистке конвективных поверхностей нагрева | При обдувах регенеративных воздухоподогревателей |
|---------------------------|--|--|
| 12-24                     | 1,2  | 1,1  |
| 40-48                     | 1,5  | 1,25   |
| 72                        | 2,0  | 1,5  |

$$q_{гр} = \frac{Q_n^p \cdot B}{2 \cdot (a_t + b_t) \cdot Z_{яр} \cdot h_{яр} + 1,5 \cdot a_t \cdot b_t}, \quad (49)$$

$$K_r = 1 + dr, \quad (50)$$

$$K_q = \left( 2 - \frac{D_\phi}{D_n} \right)^{2,4}, \quad (51)$$

$$K_{ст} = 1 + \varepsilon\delta, \quad (52)$$

$$K_{вл} = \exp(-\lambda q), \quad (53)$$

В формулах 48-53:

$Q_n^p$  – низшая теплота сгорания топлива, МДж/кг (МДж/м<sup>3</sup>);

$B$  – расход топлива на котел при номинальной нагрузке, кг/с (м<sup>3</sup>/с). При наличии в топке двухсветного экрана  $B$  принимается на одну ячейку;

$Z_{яр}$  – число ярусов горелок;

$h_{яр}$  – расстояние по высоте между осями соседних горелок, м. Для топок с однорядным расположением горелок единичной мощностью от 30 до 60 МВт произведение  $Z_{яр}h_{яр} = 3$  м;

$a_t$  – ширина топки (в свету), м. При наличии двухсветного экрана – ширина одной ячейки;

$b_t$  – глубина топки (в свету), м;

$r$  – степень (доля) рециркуляции дымовых газов;

$d$  – коэффициент, характеризующий влияние рециркуляции дымовых газов на выброс БП:

- при вводе в под топочной камеры  $d = 1$ ;
- при вводе в воздух или отдельный канал горелки  $d = 4$ ;
- при вводе в щлицы (сопла) напротив горелки  $d = 2$ ;
- при вводе в щлицы под горелками  $d = 2,7$ ;

$D_\phi, D_n$  – фактическая и номинальная паропроизводительность котла, кг/с;

$\epsilon$  – коэффициент, учитывающий воздействие воздуха, подаваемого во вторую ступень горения:

- при отключении половины горелок верхнего яруса по топливу  $\epsilon = -1$  (для мазута) и  $\epsilon = -0,2$  (для газа); для схемы, реализующей ступенчатое сжигание по «вертикали» (часть вторичного воздуха подается в хвостовую область факела),  $\epsilon = 7$ ;

- для схемы, реализующей ступенчатое сжигание по «горизонтали» (часть вторичного воздуха подается в область факела, предшествующую зоне максимального тепловыделения),  $\epsilon = -2,7$ ;

$\delta$  – доля воздуха, подаваемая во вторую ступень горения;

$q$  – водо-топливное отношение при подаче влаги в зону горения;

$\lambda$  – коэффициент, учитывающий воздействие влаги при вводе ее:

- в пристенную зону топки и при зональном впрыске,  $\lambda = 15$ ;

- в дутьевой воздух,  $\lambda = 2$ .

Погрешность расчетного определения концентрации БП в дымовых газах по формулам (46) и (47) составляет приблизительно 20%; большая точность обеспечивается при температуре дутьевого (горячего) воздуха 550-620 К.

Концентрация БП в сухих дымовых газах котлов за золоуловителями при факельном сжигании углей  $C_T$  (мкг/м<sup>3</sup>), приведенная к избытку воздуха в газах  $\alpha = 1,4$ , рассчитывается по формуле:

$$C_T = \frac{A \cdot Q_n^p}{e^{1,5 \cdot \alpha_T}} \cdot K_q \cdot K_{zy}, \quad (53)$$

где  $A$  – коэффициент, характеризующий конструкцию нижней части топки:

- при жидком шлакоудалении  $A = 0,378$ ;

- при твердом шлакоудалении  $A = 0,521$ ;

$Q_n^p$  – низшая теплота сгорания топлива, МДж/кг;

$\alpha_T$  – коэффициент избытка воздуха в продуктах сгорания на выходе из топки;

$K_q$  – коэффициент, учитывающий нагрузку котла

$$K_q = \left( \frac{D_\phi}{D_n} \right)^{1,1}, \quad (55)$$

$K_{zy}$  – коэффициент, учитывающий степень улавливания БП золоуловителями

$$K_{zy} = 1 - \eta_{zy} \frac{Z}{100}, \quad (56)$$

В формулах (54) и (55):

$D_{\text{ф}}, D_{\text{н}}$  – фактическая и номинальная нагрузка котла, кг/с;

$\eta_{\text{зу}}$  – КПД золоуловителя (по золе), %;

$Z$  – коэффициент, учитывающий снижение улавливающей способности

БП золоуловителями:

- для сухих золоуловителей  $Z = 0,7$ ;

- для мокрых золоуловителей  $Z = 0,8$ .

### Вопросы для самопроверки

1. Как влияет влажность топлива на теплотворную способность топлива?
2. Как влияет зольность топлива на теплотворную способность топлива?
3. Что показывает коэффициент избытка воздуха  $\lambda$ ,  $\lambda_2$ ?
4. Влияние влажности топлива на тепловые потери в котельном агрегате.
5. Влияние зольности топлива на тепловые потери в котельном агрегате.
6. Какое топливо называется условным?
7. При каких условиях определяется жаропроизводительность топлива?
8. Условия, при которых определяется жаропроизводительность топлива.
9. Чем отличается жаропроизводительность топлива от калориметрической температуры?
10. Влияние температуры точки росы на выбор температуры уходящих газов.
11. Назначение показателей вредности энергетических топлив.
12. Показатели вредности первой группы и их характеристика.
13. Показатели вредности второй группы и их характеристика.
14. Анализ показателей вредности энергетических топлив.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Тепловой расчет котлов. Нормативный метод. – Изд. 3-е, переработ. и доп. – Издательство НПО ЦКТИ, СПб, 1998. – 256 с.
2. Равич М.Б. Эффективность использования топлива / М.Б. Равич. – М.: Изд-во Наука, 1977. – 344 с.
3. Липов Ю.М. Котельные установки и парогенераторы / Ю.М. Липов, Ю.М. Третьяков. – М.-Ижевск: НИЦ «Регуляторная и хаотическая динамика», 2004. – 592 с.
4. Энергетика и охрана окружающей среды / Под ред. Н.Г. Залогина, Л.П. Кроппа, Ю.М. Кострикина. – М.: Энергия, 1979.
5. Методика определения валовых и удельных выбросов вредных веществ в атмосферу от котлов тепловых электростанций. РД34.02.305-90. – М.: ВТН им Ф.Э. Дзержинского, 1991. – 34с.
6. Методика расчета выбросов котлами электростанций РД 153-34.1-02.316-99. – М.: ВТН, 1999. – 5 с.

## ПРИЛОЖЕНИЯ

### Приложение 1

#### Характеристики топлив, сжигаемых в ОАО Иркутскэнерго [1]

| № | Вид сжигаемого топлива | Состав топлива в % по массе |       |       |       |       |       |       | $Q_n^p$    |             |
|---|------------------------|-----------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------------|-------------|
|   |                        | $W^p$                       | $A^p$ | $S^p$ | $H^p$ | $C^p$ | $N^p$ | $O^p$ | МДж/<br>кг | ккал/<br>кг |
| 1 | азейский уголь         | 25,0                        | 16,5  | 0,5   | 3,1   | 42,7  | 0,9   | 11,3  | 15,99      | 3820        |
| 2 | березовский уголь      | 33,0                        | 4,7   | 0,2   | 3,1   | 44,2  | 0,4   | 14,4  | 15,66      | 3740        |
| 3 | ирша-бородинский уголь | 33,0                        | 7,4   | 0,2   | 3,0   | 42,6  | 0,6   | 13,2  | 15,28      | 3650        |
| 4 | боготольский уголь     | 44,0                        | 6,7   | 0,5   | 2,4   | 34,3  | 0,3   | 11,8  | 11,81      | 2820        |
| 5 | мугунский уголь        | 22,0                        | 15,6  | 0,9   | 3,6   | 46,0  | 0,9   | 11,0  | 17,29      | 4130        |
| 6 | черемховский уголь     | 15,0                        | 29,8  | 0,9   | 3,1   | 42,5  | 0,6   | 8,1   | 16,41      | 3920        |
| 7 | нерюнгринский уголь    | 10,0                        | 19,8  | 0,2   | 3,1   | 60,0  | 0,6   | 6,3   | 22,48      | 5370        |
| 8 | мазут высокосернистый  | 1,0                         | 0,06  | 2,55  | 10,64 | 85,04 | 0,3   | 0,41  | 39,06      | 9329        |
| 9 | мазут сернистый        | 0,49                        | 0,05  | 1,8   | 11,45 | 85,71 | 0,2   | 0,3   | 39,57      | 9451        |

### Приложение 2

#### Расчетные характеристики ковыктинского газа

| Наименование характеристик            | Размерность       | Величина |
|---------------------------------------|-------------------|----------|
| Метан (CH <sub>4</sub> )              | %                 | 97,7     |
| Этан (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> ) | %                 | 0,9      |
| Азот (N <sub>2</sub> )                | %                 | 1,4      |
| Теплота сгорания $Q_n^c$              | МДж/кг            | 35,59    |
| Плотность                             | кг/м <sup>3</sup> | 0,726    |

### Приложение 3

#### Средняя теплоемкость воздуха и газов

| $t$  | $C_{CO_2}$              | $C_{N_2}$ | $C_{H_2O}$ | $C_B$  | $t$  | $C_{CO_2}$              | $C_{N_2}$ | $C_{H_2O}$ | $C_B$  |
|------|-------------------------|-----------|------------|--------|------|-------------------------|-----------|------------|--------|
| °С   | кДж/(м <sup>3</sup> ·К) |           |            |        | °С   | кДж/(м <sup>3</sup> ·К) |           |            |        |
| 0    | 1,6010                  | 1,2955    | 1,4954     | 1,3198 | 1200 | 2,2655                  | 1,4154    | 1,7782     | 1,4623 |
| 100  | 1,7016                  | 1,2968    | 1,5063     | 1,3253 | 1300 | 2,2915                  | 1,4263    | 1,8042     | 1,4736 |
| 200  | 1,7887                  | 1,3006    | 1,5235     | 1,3328 | 1400 | 2,3154                  | 1,4359    | 1,8293     | 1,4841 |
| 300  | 1,8641                  | 1,3077    | 1,5436     | 1,3433 | 1500 | 2,3372                  | 1,4451    | 1,8541     | 1,4937 |
| 400  | 1,9312                  | 1,3173    | 1,5666     | 1,3555 | 1600 | 2,3573                  | 1,4539    | 1,8775     | 1,5029 |
| 500  | 1,9902                  | 1,3286    | 1,5909     | 1,3693 | 1700 | 2,3761                  | 1,4623    | 1,9010     | 1,5113 |
| 600  | 2,0426                  | 1,3412    | 1,6161     | 1,3840 | 1800 | 2,3933                  | 1,4698    | 1,9228     | 1,5189 |
| 700  | 2,0900                  | 1,3546    | 1,6425     | 1,3986 | 1900 | 2,4092                  | 1,4770    | 1,9437     | 1,5268 |
| 800  | 2,1327                  | 1,3680    | 1,6693     | 1,4124 | 2000 | 2,4239                  | 1,4837    | 1,9643     | 1,5340 |
| 900  | 2,1708                  | 1,3806    | 1,6969     | 1,4259 | 2100 | 2,4377                  | 1,4904    | 1,9840     | 1,5411 |
| 1000 | 2,2052                  | 1,3928    | 1,7242     | 1,4384 | 2200 | 2,4503                  | 1,4962    | 2,0024     | 1,5474 |
| 1100 | 2,2366                  | 1,4045    | 1,7514     | 1,4594 | 2300 | 2,4620                  | 1,5021    | 2,0204     | 1,5536 |

Приложение 4

Энтальпия золы

| $v, ^\circ\text{C}$ | $(c \vartheta)_{\text{зл}},$<br>кДж/кг |
|---------------------|--|---------------------|--|---------------------|--|---------------------|--|
| 100                 | 80,8                                   | 600                 | 560                                    | 1100                | 1097                                   | 1600                | 1876                                   |
| 200                 | 169,1                                  | 700                 | 662                                    | 1200                | 1206                                   | 1700                | 2064                                   |
| 300                 | 264                                    | 800                 | 767                                    | 1300                | 1361                                   | 1800                | 2186                                   |
| 400                 | 360                                    | 900                 | 875                                    | 1400                | 1583                                   | 1900                | 2387                                   |
| 500                 | 458                                    | 1000                | 984                                    | 1500                | 1759                                   | 2000                | 2512                                   |

Приложение 5

Зависимость температуры конденсации водяных паров ( $t_k$ )  
на кривой насыщения

|                     |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
|---------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| $P, \text{МПа}$     | 0,001 | 0,002 | 0,003 | 0,004 | 0,005 | 0,006 | 0,007 | 0,008 | 0,009 | 0,01  |
| $t, ^\circ\text{C}$ | 6,98  | 17,51 | 24,1  | 28,98 | 32,9  | 36,18 | 39,02 | 41,53 | 43,79 | 45,83 |
| $P, \text{МПа}$     | 0,012 | 0,014 | 0,016 | 0,018 | 0,02  | 0,022 | 0,024 | 0,026 | 0,028 | 0,03  |
| $t, ^\circ\text{C}$ | 49,45 | 52,58 | 55,34 | 57,83 | 60,09 | 62,16 | 64,08 | 65,87 | 67,55 | 69,12 |
| $P, \text{МПа}$     | 0,04  | 0,05  | 0,06  | 0,07  | 0,08  | -     | -     | -     | -     | -     |
| $t, ^\circ\text{C}$ | 75,89 | 81,35 | 85,95 | 89,96 | 93,51 | -     | -     | -     | -     | -     |

Приложение 6

Значения ПДК вредных веществ в атмосферном воздухе, мг/м<sup>3</sup>

| Наименование вещества | Значение          |
|-----------------------|-------------------|
| Зола                  | 0,5               |
| Окись углерода        | 3,0               |
| Двуокись серы         | 0,5               |
| Двуокись азота        | 0,085             |
| Бенз(а)пирен          | $1 \cdot 10^{-6}$ |
| Пятиокись ванадия     | 0,002             |
| Сероводород           | 0,008             |

Авторы-составители  
Бочкарев Виктор Александрович  
Очиров Вадим Дансарунович

## **ТЕОРИЯ ГОРЕНИЯ И ТОПОЧНЫЕ УСТРОЙСТВА**

Методические указания к практическим занятиям  
для студентов, обучающихся по направлению подготовки

13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника

(уровень магистратуры)

Лицензия на издательскую  
деятельность ЛР №070444  
от 11.03.1998 г.

Подписано в печать 14.11.2018 г.

Формат 60×86/16

Печ. л. 0,88

Тираж 25 экз.

Издательство Иркутского государственного  
аграрного университета им. А.А. Ежевского  
664038, Иркутская обл., Иркутский р-н,  
пос. Молодежный