

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ОРЕНБУРГСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ АГРАРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

**Методические рекомендации для
самостоятельной работы обучающихся по дисциплине**

Б1.В.ДВ.08.01 ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ УСТАНОВКИ И СИСТЕМЫ

Направление подготовки: 35.03.06 Агроинженерия

Профиль подготовки: Электрооборудование и электротехнологии

Форма обучения: очная

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|---|-----------|
| 1. Организация самостоятельной работы | 4 |
| 2. Методические рекомендации по выполнению индивидуальных домашних заданий | 5 |
| 2.1 Темы индивидуальных домашних заданий..... | 5 |
| 2.2 Содержание индивидуальных домашних заданий..... | 5 |
| 2.3 Порядок выполнения заданий..... | 44 |
| 2.4 Пример выполнения задания..... | 44 |
| 3. Методические рекомендации по самостоятельному изучению вопросов | 59 |
| 4. Методические рекомендации по подготовке к занятиям | 80 |
| 4.1 ЛР-1 Тема: Рассмотрение построения тепловых схем и принципа работы теплоэнергетических установок..... | 80 |
| 4.2 ЛР-2 Тема: Исследование качеств органического топлива: определение влажности органического топлива; исследование минеральной части топлива.... | 80 |
| 4.3 ЛР-3 Тема: Устройство, работа, характеристики паровых котлов..... | 80 |
| 4.4 ЛР-4 Тема: Устройство, работа, характеристики водогрейных котлов..... | 80 |
| 4.5 ЛР-5 Тема: Исследование и принцип работы газовых горелок..... | 80 |
| 4.6 ЛР-6 Тема: Топочные устройства. Определение общей теплоотдачи отопительного прибора..... | 80 |
| 4.7 ЛР-7 Тема: Расчет дутьевых и тяговых устройств..... | 80 |
| 4.8 ЛР-8 Тема: Исследование и принцип работы основных узлов и агрегатов газораспределительного пункта котельной..... | 80 |
| 4.9 ЛР-9 Тема: Изучение химводоподготовки питательной и сетевой воды..... | 80 |
| 4.10 ЛР-10 Тема: Исследование работы питательных устройств..... | 80 |
| 4.11 ЛР-11 Тема: Арматура и гарнитура котельных установок..... | 80 |
| 4.12 ЛР-12 Тема: Основы методики расчета низкотемпературной коррозии и износа поверхностей нагрева со стороны греющих газов..... | 80 |
| 4.13 ЛР-13 Тема: Определение суммарной мощности теплоэнергетической установки..... | 81 |
| 4.14 ЛР-14 Тема: Виды теплотехнических измерений. Погрешность измерений. Класс точности измерений..... | 81 |
| 4.15 ЛР-15 Тема: Расчет систем автоматики котельных установок..... | 81 |
| 4.16 ЛР-16 Тема: Охранные мероприятия в теплоэнергетических установках..... | 81 |

| | |
|---|----|
| 4.17 ЛР-17 Тема: Исследование, принцип работы основных узлов атомных теплоэлектроцентралей, геотермальных установок и электродных котлов, гелиоустановок, теплонаносных, биогазовых установок..... | 81 |
|---|----|

1. ОРГАНИЗАЦИЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ

1.1. Организационно-методические данные дисциплины

| № п.п. | Наименование темы | Общий объем часов по видам самостоятельной работы | | | | |
|-----------|---|---|--------------------------|---------------------------------------|---|-----------------------------|
| | | подготовка курсового проекта (работы) | подготовка реферата/эссе | индивидуальные домашние задания (ИДЗ) | самостоятельное изучение вопросов (СИВ) | подготовка к занятиям (ПкЗ) |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 1 | Общие сведения о теплоэнергетических установках | | | | | 1 |
| 2 | Топливо. Горение топлива | | | | 2 | 2 |
| 3 | Котельные установки. Тепловой баланс котельного агрегата | | | 8 | 2 | 2 |
| 4 | Топочные устройства. Тяга и дутье | | | | 2 | 2 |
| 5 | Газовые сети. Химводоподготовка | | | 8 | 2 | 2 |
| 6 | Питательные устройства и арматура | | | | 2 | 2 |
| 7 | Основные материалы и строительные конструкции | | | 8 | 2 | 2 |
| 8 | Контрольно-измерительные приборы. Автоматизация котельного агрегата | | | | 2 | 2 |
| 9 | Защита окружающей среды | | | 8 | 2 | 2 |

2. МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ ИНДИВИДУАЛЬНЫХ ДОМАШНИХ ЗАДАНИЙ

Индивидуальные домашние задания выполняются в форме контрольных работ и расчетно-графической работы

2.1 Темы индивидуальных домашних заданий

ИДЗ-1: Твердые, жидкые и газообразные топлива (контрольная работа №1).

ИДЗ-2: Котельные агрегаты и установки (контрольная работа №2).

ИДЗ-3: Дутьевые и тяговые устройства (контрольная работа №3).

ИДЗ-4: Тепловой расчет теплоэнергетической установки (расчетно-графическая работа).

2.2 Содержание индивидуальных домашних заданий

1. ТВЕРДЫЕ, ЖИДКИЕ И ГАЗООБРАЗНЫЕ ТОПЛИВА

1.1. Состав топлива

Твердые и жидкые топлива состоят из горючих элементов — углерода (C), водорода (H) и летучей серы ($S_{\text{л}} = S_{\text{op}} + S_{\text{k}}$), негорючих элементов — кислорода (O) и азота (N), балласта топлива — золы (A) и влаги (W).

Газообразные топлива состоят из горючих ($\text{CO}, \text{H}_2, \text{CH}_4, \text{C}_m, \text{H}_n$ и негорючих ($\text{N}_2, \text{O}_2, \text{CO}_2$) газов и небольшого количества водяного пара (H_2O).

Состав твердого и жидкого топлива может быть задан:

- рабочей массой составляющих элементов

$$\text{C}^{\text{p}} + \text{H}^{\text{p}} + S_{\text{л}}^{\text{p}} + \text{N}^{\text{p}} + \text{O}^{\text{p}} + \text{A}^{\text{p}} + \text{W}^{\text{p}} = 100; \quad (1.1)$$

- горючей массой

$$\text{C}^{\text{r}} + \text{H}^{\text{r}} + S_{\text{л}}^{\text{r}} + \text{N}^{\text{r}} + \text{O}^{\text{r}} = 100; \quad (1.2)$$

- сухой массой

$$\text{C}^{\text{c}} + \text{H}^{\text{c}} + S_{\text{л}}^{\text{c}} + \text{N}^{\text{c}} + \text{O}^{\text{c}} + \text{A}^{\text{c}} = 100. \quad (1.3)$$

Элементы топлива в этих формулах заданы в процентах на 1 кг массы топлива.

Пересчет элементарного состава топлива из одной массы в другую производится по формулам, приведенным в табл. 1.1.

Для сланцев состава (C, H, S_л, N, O) пересчет с рабочей массы на горючую осуществляется при помощи коэффициента

$$R = 100 / [100 - A_u^{\text{p}} - W^{\text{p}} - (\text{CO}_2)^{\text{p}}_{\text{k}}], \quad (1.4)$$

где $(\text{CO}_2)^{\text{p}}_{\text{k}}$ — содержание углекислоты карбонатов, %;

A_u^{p} — истинная зольность рабочей массы, %;

W^{p} — влажность рабочей массы, %.

Истинная зольность рабочей массы определяется по формуле

$$A_u^p = A^p - [2,5(S_A^c - S_C^c) + 0,375 S_k^c \left(\frac{100 - W^p}{100} \right)], \quad (1.5)$$

где S_A^c — содержание серы в лабораторной золе в процентах к массе топлива;

S_C^c — содержание сульфатной серы в топливе, %.

Величина $[2,5(S_A^c - S_C^c) + 0,375 S_k^c]$ для ленинградских и эстонских сланцев может быть принята разной 2,0, а для каширских — 4,1.

Таблица 1.1- Формулы пересчета состава топлива

| Заданная масса топлива | Коэффициенты для пересчета на массу | | |
|------------------------|-------------------------------------|---------------------------------|-------------------------|
| | рабочую | горючую | сухую |
| Рабочая | 1 | $\frac{100}{100 - (A^p + W^p)}$ | $\frac{100}{100 - W^p}$ |
| Горючая | $\frac{100 - (A^p + W^p)}{100}$ | 1 | $\frac{100 - A^c}{100}$ |
| Сухая | $\frac{100 - W^p}{100}$ | $\frac{100}{100 - A^c}$ | 1 |

Перерасчет состава рабочей массы топлива при изменении влажности производится по формулам:

$$\left. \begin{aligned} C_2^p &= C_1^p \frac{100 - W_2^p}{100 - W_1^p}, \% \\ H_2^p &= H_1^p \frac{100 - W_2^p}{100 - W_1^p}, \% \\ \dots & \end{aligned} \right\}, \quad (1.6)$$

Средний элементарный состав смеси двух твердых или жидкого топлив, заданных массовыми долями, — первого ($C_1^p, \%, H_1^p, \%, \dots$) и второго ($C_2^p, \%, H_2^p, \%, \dots$) определяется по уравнениям

$$\left. \begin{aligned} C_{cm}^p &= b_1 C_1^p + (1 - b_1) C_2^p, \% \\ H_{cm}^p &= b_1 H_1^p + (1 - b_1) H_2^p, \% \\ \dots & \end{aligned} \right\}, \quad (1.7)$$

где b_1 — массовая доля одного из топлив в смеси.

Массовая доля одного из топлив в смеси находится по формуле

$$b_1 = B_1 / (B_1 + B_2), \quad (1.8)$$

где B_1 — масса одного вида топлива в смеси, кг;

B_2 — масса второго вида топлива, кг.

1.2. Характеристики топлива

Теплота сгорания топлива. Теплотой сгорания топлива называют количество тепла в килоджоулях, выделяемое при полном сгорании 1кг твёрдого (жидкого) топлива или $1m^3$ газообразного топлива.

Различают теплоту сгорания топлива высшую Q_p^p (кДж/кг) и низшую Q_n^p (кДж/кг).

Величины высшей и низшей теплоты сгорания рабочей и сухой массы топлива связаны выражением

$$Q_{\text{в}}^p = Q_{\text{н}}^p + 225H^p + 25W^p. \quad (1.9)$$

$$Q_{\text{в}}^r = Q_{\text{н}}^r + 225H^r. \quad (1.10)$$

$$Q_{\text{в}}^c = Q_{\text{н}}^c + 225H^c. \quad (1.11)$$

Тепловые расчёты котельных агрегатов выполняют, пользуясь низшей теплотой сгорания топлива.

Низшая теплота сгорания рабочей массы для твёрдого и жидкого топлива

$$Q_{\text{н}}^p = 338C^p + 1025H^p - 108,5(O^p - S^p) - 25W^p \quad (1.12)$$

Для газообразного топлива

$$\begin{aligned} Q_{\text{н}}^c = & 108H_2 + 126CO + 234H_2S + 358CH_4 + 638C_2H_6 + 913C_3H_8 + 1187C_4H_{10} + \\ & + 1461C_5H_{12} + 591C_2H_4 + 860C_3H_6 + 1135C_4H_8 + 1403C_6H_6. \end{aligned} \quad (1.13)$$

Пересчёт низшей теплоты горючей массы на рабочую и обратно производится по формулам

$$Q_{\text{н}}^p = Q_{\text{в}}^c \frac{100 - (A^p + W^p)}{100} - 25W^p, \quad (1.14)$$

$$Q_{\text{н}}^c = \frac{Q_{\text{в}}^p + 25W^p}{100 - (A^p + W^p)} 100. \quad (1.15)$$

С сухой массы на рабочую и обратно

$$Q_{\text{н}}^p = Q_{\text{н}}^c \frac{100 - W^p}{100} - 25W^p, \quad (1.16)$$

$$Q_{\text{н}}^c = \frac{Q_{\text{н}}^p + 25W^p}{100 - W^p} 100. \quad (1.17)$$

Для сланцев пересчет низшей теплоты сгорания топлива с горючей массы на рабочую и обратно производится по формулам:

$$Q_{\text{н}}^p = Q_{\text{в}}^c \frac{100 - A_u^p - W^p - (CO_2)_k^p}{100} - 25W^p - 40(CO_2)_k^p, \quad (1.18)$$

$$Q_{\text{н}}^c = \frac{Q_{\text{н}}^p + 25W^p + 40(CO_2)_k^p}{100 - A^p - W^p - (CO_2)_k^p} 100. \quad (1.19)$$

Пересчет низшей теплоты сгорания топлива при изменении влажности производится по формуле

$$Q_{\text{н}2}^p = \frac{(Q_{\text{н}1}^p + 25W_1^p)(100 - W_2^p)}{(100 - W_1^p)} - 25W_2^p. \quad (1.20)$$

Для смеси двух твердых, жидких или газообразных топлив низшая теплота сгорания

$$Q_{\text{нсм}}^p = b_1 Q_{\text{н}1}^p + (1 - b_1) Q_{\text{н}2}^p, \quad (1.21)$$

где b_1 — массовая доля одного из топлив в смеси;

$Q_{\text{н}1}^p$ — низшая теплота сгорания одного вида топлива в смеси, кДж/кг (кДж/м³);

$Q_{\text{н}2}^p$ — низшая теплота сгорания второго вида топлива, кДж/кг (кДж/м³).

Для сравнения тепловой ценности различных видов топлива пользуются понятием условного топлива.

Пересчет расходов натурального топлива на условное осуществляется по формуле

$$B_y = B\mathcal{E}, \quad (1.22)$$

где \mathcal{E} — тепловой эквивалент топлива;

B_y и B — соответственно расходы условного и натурального топлива, кг, кг/с.

Тепловой эквивалент топлива

$$\mathcal{E} = Q_{\text{н}}^p / 29300, \quad (1.23)$$

где 29300 — низшая теплота сгорания условного топлива, кДж/кг.

Зольность и влажность топлива

При рассмотрении условий работы котельных агрегатов на различных видах топлива пользуются приведенной зольностью A_{np} и приведенной влажностью W_{np} .

Приведенная зольность топлива [кг·%/(1000 кДж)]

$$A_{np} = 4190 A^p / Q_{h,n}^p \quad (1.24)$$

Приведенная влажность топлива [кг·%/(1000 кДж)]

$$W_{np} = 4190 W^p / Q_{h,n}^p \quad (1.25)$$

Приведенная сернистость топлива, [кг·%/(1000 кДж)]

$$S_{np} = 4190 S_{n,p}^p / Q_{h,n}^p \quad (1.26)$$

1.3. Объемы и энталпии воздуха и продуктов сгорания

Объемы и энталпии воздуха и продуктов сгорания определяются на 1 кг твердого, жидкого или на 1 м³ сухого газообразного топлива при нормальных условиях.

Количество воздуха, необходимое для сгорания топлива.

Теоретическое количество сухого воздуха (м³/кг), необходимое для полного сгорания 1 кг твердого или жидкого топлива (при коэффициенте избытка воздуха $\alpha_t = 1$), определяется по формуле

$$V^0 = 0,089 C^p + 0,266 H^p + 0,033 (S_{n,p}^p - O^p). \quad (1.27)$$

Теоретическое количество воздуха (м³/м³), необходимое для сгорания 1 м³ сухого газообразного топлива, определяется по формуле

$$V^0 = 0,0478 [0,5 (CO + H₂) + 1,5 H₂S + 2CH₄ + \sum (m + n/4) C_mH_n - O₂]. \quad (1.28)$$

Содержание элементов топлива в формуле (1.22) выражается в процентах на 1 кг массы топлива, а состав горючих газов CO, H₂, H₂S, CH₄ и т.д. в (1.28) выражается в процентах по объему.

Для смеси двух твердых, жидких или газообразных топлив теоретическое количество сухого воздуха

$$V^0 = b_1 V_1^0 + (1 - b_1) V_2^0. \quad (1.29)$$

где b_1 – массовая доля одного из топлив в смеси.

Действительное количество воздуха (м³/кг, м³/м³), поступившего в топку, определяется по формуле

$$V_d = \alpha_t V^0, \quad (1.30)$$

где α_t – коэффициент избытка воздуха в топке.

Состав продуктов сгорания топлива.

При полном сгорании топлива газообразные продукты сгорания содержат CO₂, SO₂, N₂, O₂ и H₂O, т.е. CO₂ + SO₂ + N₂ + O₂ + H₂O = 100 %.

Полный объем продуктов сгорания V_r (м³/кг) представляет собой сумму объемов сухих газов $V_{c,r}$ и водяных паров V_{H_2O}

$$V_r = V_{c,r} + V_{H_2O}. \quad (1.31)$$

$$\text{При этом } V_{c,r} = V_{RO_2} + V_{N_2} + V_{O_2}$$

где $V_{RO_2} = V_{CO_2} + V_{SO_2}$ - объем трехатомных газов, м³/кг;

$V_{R_2} = V_{N_2} + V_{O_2}$ - объем двухатомных газов, м³/кг

Для твердых (кроме сланцев) и жидкых топлив теоретические объемы продуктов полного сгорания при $\alpha_t = 1$ определяются по формулам:

– теоретический объем азота, м³/кг;

$$V_{N_2}^0 = 0,79 V^0 + 0,8 N^p / 100 \quad (1.32)$$

– объем трехатомных газов, м³/кг:

$$V_{RO_2} = 0,0187 (C^p + 0,375 S_{n,p}^p) \quad (1.33)$$

– объем сухих газов, м³/кг:

$$V_{c.r}^0 = V_{RO_2} + V_{N_2}^0 = 0,0187(C^p + 0,375S_{\text{л}}^p) + 0,79V^0 + 0,8N^p / 100 \quad (1.34)$$

- теоретический объем водяных паров, м³/кг:

$$V_{H_2O}^0 = 0,0124(9H^p + W^p) + 0,0161V^0 \quad (1.35)$$

- полный объем продуктов сгорания, м³/кг:

$$V_{\text{г}}^0 = V_{c.r}^0 + V_{H_2O}^0 = 0,0187(C^p + 0,375S_{\text{л}}^p) + 0,79V^0 + 0,8N^p / 100 + 0,0124 \times (9H^p + W^p) + 0,0161V^0. \quad (1.36)$$

Для сланцев объем трехатомных газов определяется по формуле:

$$V_{RO_{2k}} = V_{RO_2} + [0,509(CO_2)^p_k / 100]K = 0,0187(C^p + 0,375S_{\text{л}}^p) + [0,509(CO_2)^p_k / 100]K, \quad (1.37)$$

где K - поправочный коэффициент на разложение карбонатов; при слоевом сжигании K = 0,7, при камерном сжигании K = 1,0.

Для газообразного топлива теоретические объемы продуктов сгорания (м³/м³) при $\alpha_t = 1$ определяются по формулам:

- теоретический объем азота

$$V_{N_2}^0 = 0,79V^0 + N_2 / 100 \quad (1.38)$$

- объем трехатомных газов

$$V_{RO_2} = 0,01[CO_2 + CO + H_2S + \sum mC_mH_n] \quad (1.39)$$

- объем сухих газов

$$V_{c.r.}^0 = V_{RO_2} + V_{N_2}^0 \quad (1.40)$$

- теоретический объем водяных паров, м³/м³

$$V_{H_2O}^0 = 0,01[H_2S + H_2 + \sum(n/2)C_mH_n + 0,124d_g] + 0,0161V^0, \quad (1.41)$$

где d_г - влагосодержание газообразного топлива, отнесенное к 1 м³ сухого газа, г/м³

- полный объем продуктов сгорания

$$V_{\text{г}}^0 = V_{c.r.}^0 + V_{H_2O}^0 \quad (1.42)$$

Для твердых (кроме сланцев), жидких и газообразных топлив объемы продуктов полного сгорания (м³/кг) при $\alpha_t > 1$ определяются по формулам:

- объем сухих газов, м³/кг

$$V_{c.r.} = V_{c.r.}^0 + (\alpha - 1)V^0 = V_{RO_2} + V_{N_2}^0 + (\alpha_t - 1)V^0 \quad (1.43)$$

- объем водяных паров

$$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,0161(\alpha_t - 1)V^0 \quad (1.44)$$

Полный объем продуктов сгорания определяется по (1.31)

Для сланцев полный объем продуктов сгорания (м³/кг) при $\alpha_t > 1$

$$V_{\Gamma.K} = V_{RO_{2k}} + V_{N_2}^0 + V_{H_2O} = V_{RO_{2k}} + V_{N_2}^0 + 0,0124(9H^p + W^p) + 0,0161\alpha_t V^0 \quad (1.45)$$

Содержание (%) CO₂, SO₄, и RO₂ в сухих газах при полном сгорании топлива определяется по формулам:

$$CO_2 = (V_{CO_2}/V_{c.r.}) \cdot 100; \quad (1.46)$$

$$SO_2 = (V_{SO_2}/V_{c.r.}) \cdot 100; \quad (1.47)$$

$$RO_2 = (V_{RO_2}/V_{c.r.}) \cdot 100; \quad (1.48)$$

Максимальное содержание (%) трехатомных газов RO₂^{max} в сухих газах при полном сгорании топлива

$$RO_2^{\text{max}} = 21/(1 + \beta) \quad (1.49)$$

где β – характеристика топлива; для твердого и жидкого:

$$\beta = 2,35(H^p + 0,126O^p + 0,04N^p)/(C^p + 0,375S_{\text{л}}^p) \quad (1.50)$$

для газообразного:

$$\beta = 0,21 \frac{0,01N_2 + 0,79V^0}{V_{RO_2}} - 0,79 \quad (1.51)$$

Содержание (%) азота N_2 и кислорода O_2 в сухих газах при полном сгорании топлива

$$N_2 = 100 - RO_2 - O_2 \quad (1.52)$$

$$O_2 = 21 - \beta RO_2 - RO_3 \quad (1.53)$$

Масса продуктов сгорания

Масса продуктов сгорания определяется:

- для твердого и жидкого топлива (кг/кг)

$$M_r = 1 - 0,01A^p + 1,306\alpha_t V^0, \quad (1.54)$$

- для газообразного топлива (кг/м³)

$$M_r = \rho_{r,t}^c + 0,001d_{r,t} + 1,306\alpha_t V^0, \quad (1.55)$$

где $\rho_{r,t}^c$ – плотность сухого газа, кг/м³;

$d_{r,t}$ – содержание влаги в топливе, кг/м³.

- для сланцев(кг/кг)

$$M_{r,k} = 1 - 0,01A_k^p + 1,306\alpha_t V^0 + 0,01(CO_2)_k^p K, \quad (1.56)$$

где A_k^p – расчетное содержание золы в топливе с учетом неразложившихся карбонатов, %;

K – коэффициент разложение карбонатов: при слоевом сжигании = 0,7, при камерном = 1.

Расчетное содержание (%) золы в топливе с учетом неразложившихся карбонатов

$$A_k^p = A^p + (1 - K)(CO_2)_k^p, \quad (1.57)$$

Для твердых топлив концентрация золы в продуктах сгорания определяется

$$\mu_{z,l} = A^p a_{y,n} / (100 M_r) \quad (1.58)$$

где $a_{y,n}$ – доля золы топлива, уносимой продуктами сгорания.

Коэффициент избытка воздуха в топке

При полном сгорании топлива коэффициент избытка воздуха в топке определяется по формуле

$$\alpha_t = 21 / (21 - 79 \frac{O_2}{N_2}) \quad (1.59)$$

где O_2 и N_2 – содержание кислорода и азота в газах, %.

Задача 1.1. Определить состав горючей массы кизеловского угля марки Г6, если его элементарный состав рабочей массы: $C^p = 52,7\%$; $H^p = 3,9\%$; $S_{n,p}^p = 4,6\%$; $N^p = 0,9\%$; $O^p = 6,3\%$; $W^p = 5\%$. Зольность по сухой массе $A^c = 28\%$.

Ответ: $C^r = 77\%$; $H^r = 5,7\%$; $S_{n,r}^r = 6,7\%$; $N^r = 1,3\%$; $O^r = 9,2\%$.

Задача 1.2. Определить состав рабочей массы челябинского угля марки Б3, если его элементарный состав горючей массы: $C^r = 71,5\%$; $H^r = 5,2\%$; $S_{n,r}^r = 2,7\%$; $N^r = 1,7\%$; $O^r = 18,9\%$, зольность по сухой массе $A^c = 34\%$ и влажность рабочая $W^p = 17\%$.

Ответ: $C^p = 39,2\%$; $H^p = 2,8\%$; $S_{n,p}^p = 1,5\%$; $N^p = 0,9\%$; $O^p = 10,4\%$.

Задача 1.3. Определить состав рабочей массы челябинского угля марки Б3, если его элементарный состав горючей массы: $C^r = 71,1\%$; $H^r = 5,3\%$; $S_{n,r}^r = 1,9\%$; $N^r = 1,7\%$; $O^r = 20\%$, зольность по сухой массе $A^c = 36\%$ и влажность рабочая $W^p = 18\%$.

Ответ: $C^p = 37,3\%$; $H^p = 2,8\%$; $S_{n,p}^p = 1,0\%$; $N^p = 0,9\%$; $O^p = 10,5\%$.

Задача 1.4. Определить состав горючей массы кизеловского угля марки Г, если его элементарный состав рабочей массы: $C^p = 48,5\%$; $H^p = 3,6\%$; $S_{n,p}^p = 6,1\%$; $N^p = 0,8\%$; $O^p = 4\%$, зольность сухой массы $A^c = 33\%$ и влажность рабочая $W^p = 6\%$.

Ответ: $C^r = 77\%$; $H^r = 5,7\%$; $S_{n,r}^r = 9,7\%$; $N^r = 1,3\%$; $O^r = 6,3\%$.

Задача 1.5. Определить состав рабочей массы кузнецкого угля марки Д, если его элементарный состав горючей массы: $C^r = 78,5\%$; $H^r = 5,6\%$; $S_{л}^r = 0,4\%$; $N^r = 2,5\%$; $O^r = 13\%$; зольность по сухой массе $A^c = 15\%$ и влажность рабочая $W^p = 12\%$

Ответ: $A^p = 13,2\%$; $C^p = 58,7\%$; $H^p = 4,2\%$; $S_{л}^p = 0,3\%$; $N^p = 1,9\%$; $O^p = 9,7\%$.

Задача 1.6. Определить состав рабочей массы донецкого угля, если его элементарный состав горючей массы: $C^r = 75,5\%$; $H^r = 5,5\%$; $S_{л}^r = 4,2\%$; $N^r = 1,6\%$; $O^r = 13,2\%$; зольность по сухой массе $A^c = 18\%$ и влажность рабочая $W^p = 13\%$

Ответ: $A^p = 15,7\%$; $C^p = 53,8\%$; $H^p = 3,9\%$; $S_{л}^p = 3,0\%$; $N^p = 1,2\%$; $O^p = 9,4\%$.

Задача 1.7. Определить состав рабочей массы ленинградских сланцев, если его элементарный состав горючей массы: $C^r = 74\%$; $H^r = 9,5\%$; $S_{л}^r = 6,1\%$; $N^r = 0,4\%$; $O^r = 10\%$; $A^p = 46\%$; $W^p = 11,5\%$ и $(CO_2)_k^p = 16,4\%$.

Ответ: $C^p = 20,6\%$; $H^p = 2,6\%$; $S_{л}^p = 1,7\%$; $N^p = 0,1\%$; $O^p = 2,8\%$.

Задача 1.8. Определить состав рабочей массы эстонских сланцев, если его элементарный состав горючей массы: $C^r = 74\%$; $H^r = 9,5\%$; $S_{л}^r = 5\%$; $N^r = 0,3\%$; $O^r = 11,2\%$; $A^p = 46,1\%$; $W^p = 11,3\%$ и $(CO_2)_k^p = 14,2\%$.

Ответ: $C^p = 22,3\%$; $H^p = 2,9\%$; $S_{л}^p = 1,5\%$; $N^p = 0,1\%$; $O^p = 3,4\%$.

Задача 1.9. Определить состав горючей массы эстонских сланцев, если состав их рабочей массы: $C^p = 24,1\%$; $H^p = 3,1\%$; $S_{л}^p = 1,6\%$; $N^p = 0,1\%$; $O^p = 3,7\%$; $A^p = 40,0\%$; $W^p = 13,0\%$ и $(CO_2)_k^p = 14,4\%$.

Ответ: $C^r = 74,0\%$; $H^r = 9,5\%$; $S_{л}^r = 4,9\%$; $N^r = 0,3\%$; $O^r = 11,3\%$.

Задача 1.10. В мельнице-вентиляторе подсушивается подмосковный уголь марки Б2 состава: $C^p_1 = 28,7\%$; $H^p_1 = 2,2\%$; $(S_{л}^p)_1 = 2,7\%$; $N^p_1 = 0,6\%$; $O^p_1 = 8,6\%$; $W^p_1 = 32\%$ и зольность по сухой массе равна $A^c_1 = 37\%$. Определить состав рабочей массы подсущенного топлива, если известно, что влажность топлива после подсушки $W^p_2 = 15\%$.

Ответ: $C^p_2 = 35,9\%$; $H^p_2 = 2,7\%$; $(S_{л}^p)_2 = 3,4\%$; $N^p_2 = 0,7\%$; $O^p_2 = 10,8\%$; $A^p_2 = 31,5\%$

Задача 1.11. В мельнице-вентиляторе подсушивается кизеловский уголь марки Г состава: $H^p_1 = 3,6\%$; $(S_{л}^p)_1 = 6,1\%$; $N^p_1 = 0,8\%$; $O^p_1 = 4\%$; $A^p_1 = 6\%$; $W^p_1 = 31\%$, а горючая масса углерода равна $C^r_1 = 77\%$. Определить состав рабочей массы подсущенного топлива, если известно, что влажность топлива после подсушки $W^p_2 = 14\%$.

Ответ: $C^p_2 = 60,4\%$; $H^p_2 = 4,5\%$; $(S_{л}^p)_2 = 7,6\%$; $N^p_2 = 1\%$; $O^p_2 = 5\%$; $A^p_2 = 7,5\%$

Задача 1.12. В топке котельного агрегата сжигается смесь, состоящая из $2 \cdot 10^3$ кг донецкого угля марки Д состава: $C^p_1 = 56,3\%$; $H^p_1 = 4,1\%$; $(S_{л}^p)_1 = 3,1\%$; $N^p_1 = 1,2\%$; $O^p_1 = 9,9\%$; $A^p_1 = 12,4\%$; $W^p_1 = 13\%$ и $3 \cdot 10^3$ кг донецкого угля марки Г состава: $C^p_2 = 62,1\%$; $H^p_2 = 4,2\%$; $(S_{л}^p)_2 = 3,3\%$; $N^p_2 = 1,2\%$; $O^p_2 = 6,4\%$; $A^p_2 = 15,8\%$; $W^p_1 = 7\%$. Определить элементарный состав рабочей смеси.

Ответ: $C^p_{cm} = 59,8\%$; $H^p_{cm} = 4,2\%$; $(S_{л}^p)_{cm} = 3,2\%$; $N^p_{cm} = 1,2\%$; $O^p_{cm} = 7,8\%$; $A^p_{cm} = 14,4\%$; $W^p_{cm} = 9,4\%$.

Задача 1.13. В топке котельного агрегата сжигается смесь, состоящая из $3 \cdot 10^3$ кг донецкого угля марки Д состава: $C^p_1 = 49,3\%$; $H^p_1 = 3,6\%$; $(S_{л}^p)_1 = 3,0\%$; $N^p_1 = 1,0\%$; $O^p_1 = 8,3\%$; $A^p_1 = 21,8\%$; $W^p_1 = 13,0\%$ и $4,5 \cdot 10^3$ кг донецкого угля марки Г состава: $C^p_2 = 55,2\%$; $H^p_2 = 3,8\%$; $(S_{л}^p)_2 = 3,2\%$; $N^p_2 = 1,0\%$; $O^p_2 = 5,8\%$; $A^p_2 = 23,0\%$; $W^p_1 = 8,0\%$. Определить элементарный состав рабочей смеси.

Ответ: $C^p_{cm} = 52,8\%$; $H^p_{cm} = 3,7\%$; $(S_{л}^p)_{cm} = 3,1\%$; $N^p_{cm} = 1,0\%$; $O^p_{cm} = 6,8\%$; $A^p_{cm} = 22,6\%$; $W^p_{cm} = 10\%$.

Задача 1.14. В топке котельного агрегата сжигается смесь, состоящая из 400кг каменного угля состава $C^p_1 = 57\%$; $H^p_1 = 3,4\%$; $(S_{л}^p)_1 = 0,8\%$; $N^p_1 = 0,9\%$; $O^p_1 = 5,4\%$; $A^p_1 = 25\%$; $W^p_1 = 7,5\%$ и 600кг каменного угля состава: $C^p_2 = 52,7\%$; $H^p_2 = 3,9\%$; $(S_{л}^p)_2 = 4,6\%$; $N^p_2 = 0,9\%$; $O^p_2 = 6,3\%$; $A^p_2 = 26,6\%$; $W^p_2 = 5\%$. Определить элементарный состав рабочей смеси.

Ответ: $C^p_{cm} = 54,4\%$; $H^p_{cm} = 3,7\%$; $(S_{л}^p)_{cm} = 3,1\%$; $N^p_{cm} = 0,9\%$; $O^p_{cm} = 5,9\%$; $A^p_{cm} = 26\%$; $W^p_{cm} = 6\%$.

Задача 1.15. В топке котельного агрегата сжигается смесь, состоящая из 800кг кузнецкого угля марки Д состава $C^p_1 = 58,7\%$; $H^p_1 = 4,2\%$; $(S_{л}^p)_1 = 0,3\%$; $N^p_1 = 1,9\%$; $O^p_1 = 9,7\%$;

$A^P_1=13,2\%$; $W^P_1=12\%$ и 1200кг кузнецкого угля марки Г состава: $C^P_2=66,0\%$; $H^P_2=4,7\%$; $(S^P_{\text{л}})_2=0,5\%$; $N^P_2=1,8\%$; $O^P_2=7,5\%$; $A^P_2=11,0\%$; $W^P_2=8,5\%$. Определить элементарный состав рабочей смеси.

Ответ: $C^P_{\text{см}}=63,1\%$; $H^P_{\text{см}}=4,5\%$; $(S^P_{\text{л}})_{\text{см}}=0,4\%$; $N^P_{\text{см}}=1,8\%$; $O^P_{\text{см}}=8,4\%$; $A^P_{\text{см}}=11,9\%$; $W^P_{\text{см}}=9,9\%$.

Задача 1.16. Определить низшую и высшую теплоту сгорания рабочей массы челябинского бурого угля состава: $C^P=41,8\%$; $H^P=3\%$; $S^P_{\text{л}}=1,2\%$; $N^P=1\%$; $O^P=11,1\%$; $A^P=24,9\%$ и $W^P=17\%$.

Ответ: $Q^P_{\text{н}}=15704 \text{ кДж/кг}$; $Q^P_{\text{в}}=16804 \text{ кДж/кг}$.

Задача 1.17. Определить низшую и высшую теплоту сгорания рабочей массы челябинского бурого угля марки Б3 состава: $C^P=37,3\%$; $H^P=2,8\%$; $S^P_{\text{л}}=1,0\%$; $N^P=0,9\%$; $O^P=10,5\%$; $A^P=29,5\%$ и $W^P=18\%$.

Ответ: $Q^P_{\text{н}}=13997 \text{ кДж/кг}$; $Q^P_{\text{в}}=15077 \text{ кДж/кг}$.

Задача 1.18. Определить низшую и высшую теплоту сгорания рабочей массы кузнецкого угля марки Д состава: $C^r=78,5\%$; $H^r=5,6\%$; $S^r_{\text{л}}=0,4\%$; $N^r=2,3\%$; $O^r=13,2\%$. Зольность по сухой массе $A^c=9,5\%$ и влажность рабочая $W^p=10,5\%$.

Ответ: $Q^P_{\text{н}}=24718 \text{ кДж/кг}$; $Q^P_{\text{в}}=25988 \text{ кДж/кг}$.

Задача 1.19. Определить низшую и высшую теплоту сгорания горючей массы кузнецкого угля марки Д состава: $C^r=78,5\%$; $H^r=5,6\%$; $S^r_{\text{л}}=0,4\%$; $N^r=2,5\%$; $O^r=13,0\%$. Зольность по сухой массе $A^c=15,0\%$ и влажность рабочая $W^p=12,0\%$.

Ответ: $Q^P_{\text{н}}=22825 \text{ кДж/кг}$; $Q^P_{\text{в}}=24070 \text{ кДж/кг}$.

Задача 1.20. Определить низшую теплоту сгорания рабочей и сухой массы донецкого угля марки Г, если известны его низшая теплота сгорания горючей массы $Q^r_{\text{н}}=33170 \text{ кДж/кг}$, зольность сухой массы $A^c=25\%$ и влажность рабочая $W^p=8\%$.

Ответ: $Q^P_{\text{н}}=22684 \text{ кДж/кг}$; $Q^P_{\text{в}}=24873 \text{ кДж/кг}$.

Задача 1.21. Определить низшую теплоту сгорания горючей и сухой массы кузнецкого угля марки Т, если известны его низшая теплота сгорания рабочей массы $Q^P_{\text{н}}=26180 \text{ кДж/кг}$, зольность сухой массы $A^c=18\%$ и влажность рабочая $W^p=6,5\%$.

Ответ: $Q^P_{\text{н}}=34345 \text{ кДж/кг}$; $Q^P_{\text{в}}=24157 \text{ кДж/кг}$.

Задача 1.22. Определить высшую теплоту сгорания горючей и сухой массы кизеловского угля марки Г, если известны следующие величины: $Q^P_{\text{н}}=19680 \text{ кДж/кг}$; $H^P=3,6\%$; $A^P=31,0\%$, $W^P=6,0\%$.

Ответ: $Q^P_{\text{н}}=21961 \text{ кДж/кг}$; $Q^P_{\text{в}}=32635 \text{ кДж/кг}$.

Задача 1.23. Определить низшую теплоту сгорания рабочей массы донецкого угля марки Г, если его низшая теплота сгорания горючей массы $Q^r_{\text{н}}=32470 \text{ кДж/кг}$, зольность по сухой массе $A^c=19,5\%$ и влажность рабочая $W^p=7\%$.

Ответ: $Q^P_{\text{н}}=24145 \text{ кДж/кг}$

Задача 1.24. Определить низшую теплоту сгорания горючей массы кузнецкого угля марки Ж, если его низшая теплота сгорания рабочей массы $Q^P_{\text{н}}=26230 \text{ кДж/кг}$, зольность по сухой массе $A^c=18,5\%$ и влажность рабочая $W^p=5\%$.

Ответ: $Q^P_{\text{н}}=34440 \text{ кДж/кг}$

Задача 1.25. Определить низшую и высшую теплоту сгорания горючей массы кизеловского угля марки Г6, если $Q^P_{\text{н}}=21500 \text{ кДж/кг}$; $H^P=3,9\%$; $A^P=26,6\%$; $W^P=5\%$

Ответ: $Q^P_{\text{н}}=31620 \text{ кДж/кг}$; $Q^P_{\text{в}}=32902 \text{ кДж/кг}$.

Задача 1.26. Определить низшую и высшую теплоту сгорания рабочей массы сланца Гдовского месторождения, если $Q^r_{\text{н}}=34600 \text{ кДж/кг}$; $H^P=2,9\%$; $A^P=46,1\%$; $W^P=11,3\%$ и $(CO_2)^P_k=14,2\%$

Ответ: $Q^P_{\text{н}}=9592 \text{ кДж/кг}$; $Q^P_{\text{в}}=10527 \text{ кДж/кг}$.

Задача 1.27. Определить низшую и высшую теплоту сгорания рабочей массы ленинградских сланцев, если $Q^r_{\text{н}}=36848 \text{ кДж/кг}$; $H^P=2,7\%$; $A^P=46,0\%$; $W^P=11,5\%$ и $(CO_2)^P_k=16,4\%$

Ответ: $Q^P_{\text{н}}=9337 \text{ кДж/кг}$; $Q^P_{\text{в}}=10232 \text{ кДж/кг}$.

Задача 1.28. Определить низшую и высшую теплоту сгорания горючей массы высокосернистого мазута, если $Q_{\text{н}}^{\text{p}} = 38772 \text{ кДж/кг}$; $H^{\text{p}} = 10,4\%$; $A^{\text{p}} = 0,1\%$; $W^{\text{p}} = 3,0\%$.

Ответ: $Q_{\text{н}}^{\text{r}} = 40090 \text{ кДж/кг}$; $Q_{\text{в}}^{\text{r}} = 42497 \text{ кДж/кг}$.

Задача 1.29. Определить низшую теплоту сгорания рабочей массы челябинского угля марки Б3 состава: $C^{\text{p}} = 37,3\%$; $H^{\text{p}} = 2,8\%$; $S_{\text{л}}^{\text{p}} = 1,0\%$; $N^{\text{p}} = 0,9\%$; $O^{\text{p}} = 10,5\%$; $A^{\text{p}} = 29,5\%$ и $W^{\text{p}} = 18\%$, - при увеличении его влажности до $W^{\text{p}} = 20\%$.

Ответ: $Q_{\text{н}}^{\text{p}} = 13542 \text{ кДж/кг}$.

Задача 1.30. В топке котла сжигается смесь, состоящая из $3 \cdot 10^3 \text{ кг}$ кузнецкого угля марки Д и $7 \cdot 10^3 \text{ кг}$ кузнецкого угля марки Т. Определить низшую теплоту сгорания смеси, если известно, что низшая теплота сгорания угля марки Д составляет $Q_{\text{н1}}^{\text{p}} = 22825 \text{ кДж/кг}$, а угля марки Т - $Q_{\text{н2}}^{\text{p}} = 26180 \text{ кДж/кг}$.

Ответ: $Q_{\text{н см}}^{\text{p}} = 25174 \text{ кДж/кг}$.

Задача 1.31. Определить высшую теплоту сгорания рабочей массы, приведенную влажность, приведенную зольность, приведенную сернистость и тепловой эквивалент донецкого угля марки Т, если известны следующие величины: $Q_{\text{н}}^{\text{p}} = 24365 \text{ кДж/кг}$; $H^{\text{p}} = 3,1\%$; $S_{\text{л}}^{\text{p}} = 2,8\%$; $A^{\text{p}} = 23,8\%$ и $W^{\text{p}} = 5,0\%$.

Ответ: $Q_{\text{в}}^{\text{p}} = 25187 \text{ кДж/кг}$; $W_{\text{пр}} = 0,86 \text{ кг}\cdot\%/(1000 \text{ кДж})$; $A_{\text{пр}} = 4,09 \text{ кг}\cdot\%/(1000 \text{ кДж})$; $S_{\text{пр}} = 0,481 \text{ кг}\cdot\%/(1000 \text{ кДж})$, $\mathcal{E} = 0,83$.

Задача 1.32. Для карагандинского угля марки К состава: $C^{\text{p}} = 54,7\%$; $H^{\text{p}} = 3,3\%$; $S_{\text{л}}^{\text{p}} = 0,8\%$; $N^{\text{p}} = 0,8\%$; $O^{\text{p}} = 4,8\%$; $W^{\text{p}} = 8\%$ и зольность по сухой массе $A^{\text{c}} = 30\%$, определить высшую теплоту сгорания рабочей массы, приведенную влажность и приведенную зольность угля.

Ответ: $Q_{\text{в}}^{\text{p}} = 22180 \text{ кДж/кг}$; $W_{\text{пр}} = 1,58 \text{ кг}\cdot\%/(1000 \text{ кДж})$; $A_{\text{пр}} = 5,4 \text{ кг}\cdot\%/(1000 \text{ кДж})$.

Задача 1.33. Определить приведенную влажность, приведенную зольность, приведенную сернистость и тепловой эквивалент райчинского угля марки Б2, если известен состав его горючей массы: $C^{\text{r}} = 71,0\%$; $H^{\text{r}} = 4,3\%$; $S_{\text{л}}^{\text{r}} = 0,6\%$; $N^{\text{r}} = 1,1\%$; $O^{\text{r}} = 23,0\%$; зольность сухой массы $A^{\text{c}} = 15\%$ и влажность рабочая $W^{\text{p}} = 37,5\%$.

Ответ: $W_{\text{пр}} = 12,8 \text{ кг}\cdot\%/(1000 \text{ кДж})$; $A_{\text{пр}} = 3,1 \text{ кг}\cdot\%/(1000 \text{ кДж})$; $S_{\text{пр}} = 0,1 \text{ кг}\cdot\%/(1000 \text{ кДж})$, $\mathcal{E} = 0,43$.

Задача 1.34. На складе котельной имеется $60 \cdot 10^3 \text{ кг}$ ангренского угля марки Б2, состав которого по горючей массе: $C^{\text{r}} = 76,0\%$; $H^{\text{r}} = 3,8\%$; $S_{\text{л}}^{\text{r}} = 2,5\%$; $N^{\text{r}} = 0,4\%$; $O^{\text{r}} = 17,3\%$; зольность сухой массы $A^{\text{c}} = 20,0\%$ и влажность рабочая $W^{\text{p}} = 34,5\%$. Определить запас угля на складе в кг условного топлива.

Ответ: $B_y = 28315 \text{ кг}$.

Задача 1.35. При транспортировке $3 \cdot 10^6 \text{ кг}$ подмосковного угля марки Б2 его влажность увеличилась с $W^{\text{p1}} = 32\%$ до $W^{\text{p2}} = 35\%$. Определить потерю условного топлива при повышении его влажности, если известно, что при $W^{\text{p1}} = 32\%$ низшая теплота сгорания рабочей массы угля $Q_{\text{н}}^{\text{p}} = 10435 \text{ кДж/кг}$.

Ответ: $B_y = 58460 \text{ кг}$.

Задача 1.36. Две котельные установки одинаковой производительности работают на различных видах топлива. Первая из них сжигает $10 \cdot 10^3 \text{ кг}/\text{ч}$ кузнецкого угля марки Т состава: $C^{\text{p}} = 68,6\%$; $H^{\text{p}} = 3,1\%$; $S_{\text{л}}^{\text{p}} = 0,4\%$; $N^{\text{p}} = 1,5\%$; $O^{\text{p}} = 3,1\%$; $A^{\text{p}} = 16,8\%$ и $W^{\text{p}} = 6,5\%$. Вторая расходует $6 \cdot 10^3 \text{ кг}/\text{ч}$ кузнецкого угля марки Д состава: $C^{\text{p}} = 58,7\%$; $H^{\text{p}} = 4,2\%$; $S_{\text{л}}^{\text{p}} = 0,3\%$; $N^{\text{p}} = 1,9\%$; $O^{\text{p}} = 9,7\%$; $A^{\text{p}} = 13,2\%$ и $W^{\text{p}} = 12,0\%$. Определить, какому количеству условного топлива эквивалентен часовой расход топлива в установках.

Ответ: $B_{y1} = 9000 \text{ кг}/\text{ч}$; $B_{y2} = 4674 \text{ кг}/\text{ч}$.

Задача 1.37. В котельной за 10 ч сжигается 10^6 кг донецкого угля марки Г состава: $C^{\text{p}} = 55,2\%$; $H^{\text{p}} = 3,8\%$; $S_{\text{л}}^{\text{p}} = 3,2\%$; $N^{\text{p}} = 1,0\%$; $O^{\text{p}} = 5,8\%$; $A^{\text{p}} = 23,0\%$ и $W^{\text{p}} = 8,0\%$. Определить часовую потребность котельной в условном топливе.

Ответ: $B_y = 75170 \text{ кг}/\text{ч}$.

Задача 1.38. Определить объем продуктов полного сгорания на выходе из топки, а также теоретический и действительный объем воздуха, необходимый для сгорания 1 м^3

природного газа Ставропольского месторождения состава: $\text{CO}_2=0,2\%$; $\text{CH}_4=98,2\%$; $\text{C}_2\text{H}_6=0,4\%$; $\text{C}_3\text{H}_8=0,1\%$; $\text{C}_4\text{H}_{10}=0,1\%$; $\text{N}_2=1,0\%$. Коэффициент избытка воздуха в топке $\alpha_t = 1,2$.

Ответ: $V^0 = 9,51 \text{ м}^3/\text{м}^3$; $V_d = 11,41 \text{ м}^3/\text{м}^3$; $V_T = 12,59 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Задача 1.39. Определить на выходе из топки объем продуктов полного сгорания 1 кг карагандинского угля марки К состава: $C^p=54,7\%$, $H^p=3,3\%$, $S_{\text{л}}^p=0,8\%$, $N^p=0,8\%$, $O^p=4,8\%$, $W^p=8,0\%$ и зольность по сухой массе $A^c=30\%$. Коэффициент избытка воздуха в топке $\alpha_t = 1,3$.

Ответ: $V_T = 7,73 \text{ м}^3/\text{кг}$.

Задача 1.40. Определить объем воздуха, необходимый для сжигания 800 кг/ч ленинградского угля марки Б3 состава: $C^p=45\%$, $H^p=2,6\%$, $S_{\text{л}}^p=1,7\%$, $N^p=0,4\%$, $O^p=9,9\%$, $A^p=11,4\%$, $W^p=29\%$ и 500 кг/ч экибастузского угля марки СС состава: $C^p=43,4\%$, $H^p=2,9\%$, $S_{\text{л}}^p=0,8\%$, $N^p=0,8\%$, $O^p=7\%$, $A^p=38,1\%$ и $W^p=7,0\%$ при коэффициентах избытка воздуха в топочной камере соответственно $\alpha_t=1,4$ и $1,3$.

Ответ: $V_d = 7836,6 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Задача 1.41. Определить объем трехатомных газов и содержание в них CO_2 и SO_2 получаемых при полном сгорании 1 кг донецкого угля марки Г состава: $C^p=45,4\%$, $H^p=3,5\%$, $S_{\text{л}}^p=1,3\%$, $N^p=0,9\%$, $O^p=8,9\%$, $A^p=27\%$ и $W^p=13,0\%$, если известно, что дымовые газы содержат $\text{RO}_2^{\text{max}} = 18,7\%$.

Ответ: $V_{\text{RO}_2} = 0,86 \text{ м}^3/\text{кг}$; $\text{CO}_2 = 18,5\%$; $\text{SO}_2 = 0,2\%$.

Задача 1.42. Определить теоретический и действительный объемы воздуха, необходимый для сжигания 2000 $\text{м}^3/\text{ч}$ природного газа Ставропольского месторождения состава $\text{CO}_2=0,5\%$; $\text{CH}_4=92,8\%$; $\text{C}_2\text{H}_6=2,8\%$; $\text{C}_3\text{H}_8=0,9\%$; $\text{C}_4\text{H}_{10}=0,4\%$; $\text{N}_2=2,5\%$ и 1000 $\text{м}^3/\text{ч}$ природного газа Ленинградского месторождения состава: $\text{CO}_2=0,1\%$; $\text{CH}_4=89,7\%$; $\text{C}_2\text{H}_6=5,2\%$; $\text{C}_3\text{H}_8=1,7\%$; $\text{C}_4\text{H}_{10}=0,5\%$; $\text{C}_5\text{H}_{12}=0,1\%$; $\text{N}_2=2,7\%$, при коэффициентах избытка воздуха в топочной камере соответственно $\alpha_t=1,15$ и $1,1$.

Ответ: $V^0 = 29360 \text{ м}^3/\text{ч}$, $V_d = 33264 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Задача 1.43. Определить теоретический и действительный объемы воздуха, необходимый для слоевого сжигания 2000 кг кузнецкого угля марки Д, если известен состав его горючей массы: $C^r = 78,5\%$; $H^r = 5,6\%$; $S_{\text{л}}^r = 0,4\%$; $N^r = 2,5\%$; $O^r = 13,0\%$, зольность сухой массы $A^c = 15\%$ и влажность рабочая $W^p = 12\%$, коэффициентах избытка воздуха в топочной камере $\alpha_t = 1,3$.

Ответ: $V^0 = 12040 \text{ м}^3$, $V_d = 15652 \text{ м}^3$.

Задача 1.44. Определить теоретический объем воздуха, необходимый для слоевого сжигания 1500 кг ленинградских сланцев, если известен состав их горючей массы: $C^r = 74\%$; $H^r = 9,5\%$; $S_{\text{л}}^r = 6,1\%$; $N^r = 0,4\%$; $O^r = 10,0\%$; $A^p = 46,0\%$; $W^p = 11,5\%$ и $(\text{CO}_2)_k^p = 16,4\%$.

Ответ: $V^0 = 3765 \text{ м}^3$.

Задача 1.45. В топке котла сжигается смесь, состоящая из $2 \cdot 10^3$ кг кузнецкого угля марки Д состава: $C^p_1 = 58,7\%$; $H^p_1 = 4,2\%$; $(S_{\text{л}}^p)_1 = 0,3\%$; $N^p_1 = 1,9\%$; $O^p_1 = 9,7\%$; $A^p_1 = 13,2\%$; $W^p_1 = 12\%$, и $3 \cdot 10^3$ кузнецкого угля марки Г состава: $C^p_2 = 66,0\%$; $H^p_2 = 4,7\%$; $(S_{\text{л}}^p)_2 = 0,5\%$; $N^p_2 = 1,8\%$; $O^p_2 = 7,5\%$; $A^p_2 = 11,0\%$; $W^p_2 = 8,5\%$. Определить теоретический объем сухого воздуха, необходимый для сгорания смеси.

Ответ: $V_{\text{см}}^0 = 32700 \text{ м}^3$.

Задача 1.46. В топке котла сжигается воркутинский уголь марки Ж состава: $C^p = 59,6\%$; $H^p = 3,8\%$; $S_{\text{л}}^p = 0,8\%$; $N^p = 1,3\%$; $O^p = 5,4\%$; зольность сухой массы $A^c = 25\%$ и влажность рабочая $W^p = 5,5\%$. Определить объем сухих газов при полном сгорании топлива. Коэффициент избытка воздуха в топке $\alpha_t = 1,3$.

Ответ: $V_{\text{с.г.}}^0 = 7,84 \text{ м}^3/\text{кг}$.

Задача 1.47. Определить объем водяных паров при полном сгорании в слое 10^3 кг/ч фрезерного торфа состава: $C^p = 24,7\%$; $H^p = 2,6\%$; $S_{\text{л}}^p = 0,1\%$; $N^p = 1,1\%$; $O^p = 15,2\%$; $A^p = 6,3\%$, $W^p = 50\%$ при коэффициентах избытка воздуха в топке $\alpha_t = 1,35$ и $1,4$.

Ответ: $V_{\text{H}_2\text{O}} = 963 \text{ м}^3/\text{ч}$; $V_{\text{H}_2\text{O}} = 965 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Задача 1.48. В топке котла сжигается 600 м³ природного газа Угерского месторождения состава: CO₂=0,2%; CH₄=98,5%; C₂H₆=0,2%; C₃H₈=0,1%; C₄H₁₀=1,0%; N₂=1,0%. Определить объем продуктов сгорания при коэффициенте избытка воздуха в топке $\alpha_t=1,15$.

Ответ: V_r = 7210 м³.

Задача 1.49. Определить массу продуктов сгорания и концентрацию золы в продуктах сгорания, получаемых при полном сгорании 1 кг карагандинского угля марки К состава: C^p = 54,7%; H^p = 3,3%; S^p_л = 0,8%; N^p = 0,8%; O^p = 4,8%; зольность сухой массы A^c = 30% и влажность рабочая W^p = 8%, если известно, что доля золы топлива, уносимой продуктами сгорания, $\alpha_{зн} = 0,85$. Коэффициент избытка воздуха в топке $\alpha_t=1,3$.

Ответ: M_r = 9,25 кг/кг; $\mu_{зл}$ = 0,0253.

Задача 1.50. В топке котла во время испытаний сожжено 3·10³ кг/ч кузнецкого угля марки Д состава: C^p = 58,7%; H^p = 4,2%; S^p_л = 0,3%; N^p = 1,9%; O^p = 9,7%; зольность сухой массы A^c = 15% и влажность рабочая W^p = 12%. В течение первой половины испытаний в продуктах полного сгорания топлива получено RO₂ уменьшилось до 15%. Определить, какой объем воздуха добавлен в топку между первой и второй половинами испытаний.

Ответ: V_b = 4650 м³/ч.

Задача 1.51. Определить теоретический и действительный объемы воздуха, необходимый для слоевого сжигания 1000 кг донецкого угля марки Г состава: по сухой массе C^c = 80%, H^c = 5,5%, у остальных элементов топлива известна их рабочая масса S^p_л = 3,2%, N^p = 1,0%, O^p = 5,8%, A^p = 23%, W^p = 8,0%. Коэффициент избытка воздуха в топке $\alpha_t = 1,3$.

Ответ: V⁰ = 5830 м³, V_d = 7579 м³

Задача 1.52. Определить объем сухих газов, получаемых при полном сгорании в слое 800 кг кузнецкого угля марки Д, если известен состав его горючей массы: C^r = 78,5%; H^r = 5,6%; S^r_л = 0,4%; N^r = 2,5%; O^r = 13,0%, зольность сухой массы A^c = 15% и влажность рабочая W^p = 12%, коэффициентах избытка воздуха в топочной камере $\alpha_t=1,3$.

Ответ: V_{с.г.} = 6141 м³.

2. КОТЕЛЬНЫЕ АГРЕГАТЫ И УСТАНОВКИ

2.1 Тепловой баланс, к.п.д. и расход топлива котельного агрегата

Тепловым балансом называют распределение тепла израсходованного топлива и тепловые потери, сопровождающие рабочий процесс котлоагрегата. Тепловой баланс составляет на 1 кг твердого (жидкого) топлива или на 1 м³ газообразного топлива применительно к установившемуся тепловому состоянию котельного агрегата.

Уравнение теплового баланса [кДж/кг, (кДж/м³)]

$$Q_P^P = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6 \quad (2.1)$$

или в процентах от располагаемого тепла топлива

$$100 = q_1 + q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6, \quad (2.2)$$

где $q_1 = Q_1 100 / Q_P^P$; $q_2 = Q_2 100 / Q_P^P$ и т.д.

В уравнениях (2.1) и (2.2) Q_P^P - располагаемое тепло; $Q_1(q_1)$ - тепло, полезно использованное в котлоагрегате на получение пара; $Q_2(q_2)$ - потери тепла с уходящими газами; $Q_3(q_3)$ - потери тепла от химической неполноты сгорания; $Q_4(q_4)$ - потери тепла от механической неполноты сгорания; $Q_5(q_5)$ - потери тепла в окружающую среду; $Q_6(q_6)$ - потери тепла с физическим теплом шлаков.

Располагаемое тепло [кДж/кг (кДж/м³)] на 1 кг твердого (жидкого) или на 1 м³ газообразного топлива определяется по формулам:

$$\left\{ \begin{array}{l} Q_P^P = Q_H^P + Q_{TЛ} + Q_{B•BH} + Q_\phi - Q_K, \\ Q_P^C = Q_H^C + Q_{TЛ} + Q_{B•BH} + Q_\phi, \end{array} \right. \quad (2.3)$$

где Q_H^P и Q_H^C - низшая теплота сгорания рабочей массы твердого и жидкого топлива и сухой массы газообразного топлива, кДж/кг (кДж/м³);

$Q_{TЛ}$ - физическое тепло топлива, кДж/кг (кДж/м³);

$Q_{B•BH}$ - тепло, вносимое в топку с воздухом, кДж/кг (кДж/м³);

Q_ϕ - тепло, вносимое в топку с паровым дутьем, кДж/кг (кДж/м³);

Q_K - тепло, затраченное на разложение карбонатов при сжигании сланцев, кДж/кг.

Физическое тепло топлива

$$Q_{TЛ} = c_T^P t_T, \quad (2.4)$$

где c_T^P - теплоемкость рабочей массы топлива, кДж/(кг·К); t_T - температура топлива при входе в топку, °C.

Теплоемкость рабочей массы топлива

$$c_T^P = c_T^C (100 - W^P)/100 + c_{H20} W^P/100, \quad (2.5)$$

где c_T^C , c_{H20} - соответственно теплоемкости сухой массы твердого топлива и воды, кДж/(кг·К); c_T^C - для антрацита – 0,921, для каменных углей – 0,962, для бурых углей – 1,088, для фрезерного торфа – 1,297 и сланцев – 1,046.

Теплоемкость мазута

$$c_T^P = 1,74 + 0,0025 t_T \quad (2.6)$$

Физическое тепло топлива учитывается в том случае, если оно предварительно подогрето вне котлоагрегата (подогрев мазута, сушка топлива в разомкнутой системе и т.д.).

Тепло, вносимое в топку с воздухом, определяется по формуле

$$Q_{B•BH} = \alpha_T V^0 c_B \Delta t_B \quad (2.7)$$

где α_T - коэффициент избытка воздуха в топке;

V^0 - теоретическое количество воздуха, необходимое для сгорания 1 кг топлива, м³/кг;

c_B - средняя объемная теплоемкость воздуха при постоянном давлении, кДж/(м³ К); при температурах воздуха до 300 °C, $c_B = 1,33$ (кДж/м³ × К);

Δt_B - разность температур подогретого и холодного воздуха, °C.

Тепло, вносимое в топку с паровым дутьем, находится по формуле

$$Q_\phi = W_\phi (i_\phi - 2510) \quad (2.8)$$

где W_ϕ и i_ϕ - соответственно расход и энталпия пара, идущего на дутье или распыливание топлива, кг/кг и кДж/кг; для дутья $W_\phi = 0,7 \div 0,8$ кг/кг; для распыливания паровыми форсунками $W_\phi = 0,35$ кг/кг, а паромеханическими - $W_\phi = 0,03 \div 0,035$ кг/кг.

Тепло, затраченное на разложение карбонатов при сжигании сланцев: $Q_K = 40,6$ К(С О₂)_K^P, где К - коэффициент разложения карбонатов.

Тепло полезно использованное (кДж/кг) в котлоагрегате:

$$Q_1 = (D_{n \cdot e} / B)[i_{\text{П.П}} - i_{\text{П.В}}] + (P / 100)(i_{\text{К.В}} - i_{\text{П.В}})] + D_H(i_{\text{H.П}} - i_{\text{П.В}}), \quad (2.9)$$

где $D_{\text{П.Е}}$, D_H - отпускаемый перегретый и насыщенный пар, кг/с;

B - расход топлива, кг/с;

$i_{\text{П.П}}, i_{\text{H.П}}, i_{\text{П.В}}, i_{\text{К.В}}$ - энталпии перегретого и насыщенного пара, питательной и котловой воды, кДж/кг;

P - величина непрерывной продувки, %.

Тепло, полезно использованное для водогрейных котельных агрегатов (кДж/кг),

$$Q_1 = (G_B / B)(i_2 - i_1), \quad (2.10)$$

где i_1 и i_2 -энталпии воды, поступающей в котел и выходящей из него, кДж/кг;

G_B - расход воды через котельный агрегат , кг/с.

Тепло, полезно использованное в котлоагрегате, в процентах

$$q_1 = (Q_1 / Q_p^p)100. \quad (2.11)$$

Потери тепла с уходящими газами (кДж/кг)

$$Q_2 = (V_{\text{Г.УХ}} c_{\text{Г.УХ}} t_{\text{УХ}} - \alpha_{\text{УХ}} V^0 c_B t_B)(100 - q_4) / 100 = (J_{\text{УХ}} - \alpha_{\text{УХ}} J_{\text{Х.В}}^0)(100 - q_4) / 100, \quad (2.12)$$

где $V_{\text{УХ}}$ - объем уходящих (дымовых) газов на выходе из последнего газохода котлоагрегата, $m^3/\text{кг}$;

$c_{\text{Г.УХ}}$ - средняя объемная теплоемкость газов при постоянном давлении, определяемой по $t_{\text{УХ}}$, кДж/(m^3 К);

$t_{\text{УХ}}$ - температура уходящих газов на выходе из последнего газохода, $^{\circ}\text{C}$;

$\alpha_{\text{УХ}}$ - коэффициент избытка воздуха за котлоагрегатом;

V^0 - теоретическое количество воздуха, необходимое для сгорания 1 кг топлива, $m^3/\text{кг}$;

t_B - температура воздуха в котельной, $^{\circ}\text{C}$;

q_4 - потери топлива от механической неполноты сгорания, %;

$J_{\text{УХ}}, J_{\text{Х.В}}^0$ - энталпии продуктов сгорания и холодного воздуха, кДж/кг.

Потери тепла с уходящими газами в процентах

$$q_2 = (Q_2 / Q_p^p)100 = (J_{\text{УХ}} - \alpha_{\text{УХ}} J_{\text{Х.В}}^0)(100 - q_4) / Q_p^p. \quad (2.13)$$

Потери тепла от химической неполноты сгорания топлива (кДж/кг) определяются обычно по содержанию в продуктах горения СО по формуле

$$Q_3 = 237(C^p + 0,375S_{\text{л}}^p)CO / (RO_2 + CO), \quad (2.14)$$

где C^p и $S_{\text{л}}^p$ – содержание углерода и серы в топливе, %;

СО – содержание окиси углерода в уходящих газах, %;

$RO_2 = CO_2 + SO_2$ - содержание CO_2 и SO_2 в уходящих газах, %.

Потери тепла от химической неполноты сгорания топлива в процентах

$$q_3 = (Q_3 / Q_p^p)100 \quad (2.15)$$

Потери тепла от механической неполноты сгорания топлива (кДж/кг) складываются из трех составляющих: потеря тепла топлива со шлаком $Q_4^{шл}$ (кДж/кг), потеря тепла с провалом топлива под колосниковой решеткой $Q_4^{пп}$ (кДж/кг), потеря тепла с частичками топлива, уносимыми уходящими газами $Q_4^{ун}$ (кДж/кг):

$$Q_4 = Q_4^{шл} + Q_4^{пп} + Q_4^{ун}. \quad (2.16)$$

Потери тепла от механической неполноты сгорания топлива в процентах

$$q_4 = \left(Q_4 / Q_p^p \right) 100 = \left[(327 A^p / Q_p^p) [a_{u_{pl+np}} C_{u_{pl+np}} / (100 - C_{u_{pl+np}}) + a_{y_n} C_{y_n} / (100 - C_{y_n})] \right], \quad (2.17)$$

где A^p – содержание золы в топливе, %;

$a_{u_{pl+np}}$, a_{y_n} – количество золы в шлаке, провале и уносе в % от общего количества золы, введенной в топку с топливом;

$C_{u_{pl+np}}$, C_{y_n} – содержание горючих в шлаке, провале и уносе, %.

Потери тепла в окружающую среду (кДж/кг) зависит от размеров поверхности котлоагрегата, качества обмуровки и тепловой изоляции.

В расчетах потери тепла в окружающую среду принимаются по нормативным данным, а при испытаниях котельных агрегатов определяют из уравнения теплового баланса

$$Q_5 = Q_p^p - (Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_6), \quad (2.18)$$

или в процентах

$$q_5 = 100 - (q_1 + q_2 + q_3 + q_4 + q_6). \quad (2.19)$$

Потери тепла с физическим теплом шлаков (кДж/кг)

$$Q_6 = a_{u_{pl}} C_{u_{pl}} t_{u_{pl}} A^p / 100, \quad (2.20)$$

где $a_{u_{pl}}$ – доля золы топлива в шлаке, кг/кг; для камерных топок $a_{u_{pl}} = 1 - a_{y_n}$, для слоевых топок к $a_{u_{pl}}$ следует прибавить долю золы топлива в провале a_{n_p} ;

$C_{u_{pl}}$ – теплоемкость шлака, кДж/(кг·К);

$t_{u_{pl}}$ – температура шлака, °С;

A^p – содержание золы в топливе, %.

Потери тепла с физическим теплом шлаков в процентах

$$q_6 = \left(Q_6 / Q_p^p \right) 100 = a_{u_{pl}} C_{u_{pl}} t_{u_{pl}} A^p / Q_p^p. \quad (2.21)$$

Коэффициенты полезного действия котельного агрегата и установки. Различают к.п.д. котлоагрегата брутто и к.п.д. котельной установки нетто.

К.п.д. котельного агрегата характеризует степень экономичности его работы. К.п.д. котлоагрегата брутто представляет собой отношение величины использованного в котлоагрегате тепла к величине располагаемого тепла топлива

$$\eta_{k.a}^{bp} = \left(Q_1 / Q_p^p \right) 100 \quad (2.22)$$

или

$$\eta_{k.a}^{bp} = 100 - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6). \quad (2.23)$$

К.п.д. котельной установки нетто равен к.п.д. котлоагрегата брутто за вычетом расхода тепла на собственные нужды (освещение, привод насосов, вентиляторов и т.д.)

$$\eta_{k.y}^{netto} = \eta_{k.a}^{bp} - [Q_{c.h} / (B Q_p^p)] 100, \quad (2.24)$$

где $Q_{c.h}$ – расход тепла на собственные нужды, кДж/с.

Расход топлива. При тепловых расчетах котельных агрегатов различают натуральный расход топлива B и расчетный B_p .

Натуральный расход топлива (кг/с)

$$B = \frac{D_{n.e} [(i_{n.n} - i_{n.6}) + (P/100)(i_{k.6} - i_{n.6})] + D_h (i_{h.n} - i_{n.6})}{Q_p^p \eta_{k.a}^{bp}} 100. \quad (2.25)$$

Расчетный расход топлива (кг/с) определяется с учетом механической неполноты сгорания

$$B_p = B \left(1 - \frac{q_4}{100} \right), \quad (2.26)$$

где q_4 – потери тепла от механической неполноты сгорания, %.

q_4 – потери тепла от механической неполноты сгорания, %

2.2 Характеристики топочных устройств

Для слоевых топок основными тепловыми характеристиками являются тепловое напряжение площади колосниковой решетки (зеркала горения), тепловое напряжение топочного объема и коэффициент полезного действия топки, а для камерных топок – тепловое напряжение топочного объема и коэффициент полезного действия топки.

Тепловое напряжение площади колосниковой решетки (kBt/m^2)

$$Q/R = B Q_h^p / R, \quad (2.27)$$

где B – натуральный расход топлива,

Q_h^p – низшая теплота сгорания, $\text{kDж}/\text{кг}$;

R – площадь колосниковой решетки, m^2 .

Тепловое напряжение топочного объема (kBt/m^3)

$$Q/V_T = B \cdot Q_h^p / V_T, \quad (2.28)$$

где V_T – объем топочного пространства, m^3 .

Коэффициент полезного действия топки

$$\eta_T = 100 - q_3 - q_4, \quad (2.29)$$

где q_3 – потери тепла от химической неполноты сгорания, %;

q_4 – потери тепла от механической неполноты сгорания, %;

Задача 2.1. В топке котельного агрегата паропроизводительностью $D=13,5 \text{ кг}/\text{с}$ сжигается подмосковный уголь состава: $C^p=29,1\%$; $H^p=2,2\%$; $S_g^p=2,9\%$; $N^p=0,6\%$; $O^p=8,7\%$; $A^p=23,5\%$; $W^p=33\%$. Составить тепловой баланс котельного агрегата, если температура топлива при входе в топку $t_p=20^\circ\text{C}$, натуральный расход топлива $B=4 \text{ кг}/\text{с}$, давление перегретого пара $p_{n.p}=4 \text{ МПа}$, температура перегретого пара $t_{n.p}=450^\circ\text{C}$, температура питательной воды $t_{n.b}=150^\circ\text{C}$, величина непрерывной продувки $P=4\%$, теоретическое количество воздуха, необходимое для сгорания 1 кг топлива $V^o=2,98 \text{ м}^3/\text{кг}$, объем уходящих газов на выходе из последнего газохода $V_{g.yx}=4,86 \text{ м}^3/\text{кг}$, температура уходящих газов на выходе из последнего газохода $t_{yx}=160^\circ\text{C}$, средняя объемная теплоемкость газов $c_{g.yx}=1,415 \text{ кДж}/(\text{м}^3 \cdot \text{K})$, коэффициент избытка воздуха за последним газоходом $\alpha_{yx}=1,48$, температура воздуха в котельной $t_b=30^\circ\text{C}$, объемная теплоемкость воздуха $c_b=1,297 \text{ кДж}/(\text{м}^3 \cdot \text{K})$, содержание в уходящих газах окиси углерода $\text{CO}=0,2\%$ и трехатомных газов $\text{RO}_2=16,6\%$ и потери тепла от механической неполноты сгорания $q_4=4\%$. Потерями тепла с физическим теплом шлаков пренебречь.

Ответ: Тепловой баланс котельного агрегата

$$Q_p^p = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 = 9181 + 892 + 85 + 427 + 93 = 10678 \text{ кДж}/\text{кг} \text{ или}$$

$$100\% = q_1 + q_2 + q_3 + q_4 + q_5 = 86 + 8,3 + 0,8 + 4 + 0,9 = 100\%.$$

Задача 2.2. В топке котельного агрегата сжигается малосернистый мазут состава: $C^r=78,5\%$; $H^r=5,6\%$; $S_g^r=0,4\%$; $N^r=2,5\%$; $O^r=13\%$; зольность сухой массы $A^c=15\%$ и влажность рабочая $W^p=12\%$. Определить располагаемое тепло, если температура подогрева мазута $t_r=92^\circ\text{C}$.

Ответ: $Q_p^p=39404 \text{ кДж}/\text{кг}$.

Задача 2.3. В топке котельного агрегата сжигается карагандинский бурый уголь состава: $C^r=73,5\%$; $H^r=4,7\%$; $S_g^r=1,1\%$; $N=0,9\%$; $O^r=19,8\%$; зольность сухой массы

$A^c=23\%$ и влажность рабочая $W^p=26\%$. Определить располагаемое тепло, если температура топлива при входе в топку $t_t=20^\circ C$.

Ответ: $Q_p^p=15157 \text{ кДж/кг}$.

Задача 2.4. Определить тепло, полезно использованное в водогрейном котельном агрегате, если расход топлива $B=1,2 \text{ кг/с}$, расход воды $G_b=70 \text{ кг/с}$, температура воды, поступающей в котел $t_1=70^\circ C$, и температура воды выходящего из него $t_2=150^\circ C$.

Ответ: $Q_1=19787 \text{ кДж/кг}$.

Задача 2.5. Определить тепло, полезно использованное в котельном агрегате паропроизводительностью $D=5,45 \text{ кг/с}$, если натуральный расход топлива $B=0,64 \text{ кг/с}$, давление перегретого пара $p_{п.п}=1,3 \text{ МПа}$, температура перегретого пара $t_{п.п}=275^\circ C$, температура питательной воды $t_{п.в}=100^\circ C$ и величина непрерывной продувки $P=3\%$.

Ответ: $Q_1=21996 \text{ кДж/кг}$.

Задача 2.6. В топке котельного агрегата паропроизводительностью $D=5,6 \text{ кг/с}$ сжигается красноярский бурый уголь состава: $C^p=41,6\%$; $H^p=2,9\%$; $S_g^p=0,5\%$; $N^p=0,8\%$; $O^p=12\%$; $A^p=10,2\%$; $W^p=32\%$. Определить в процентах тепло, полезно использованное в котлоагрегате, если натуральный расход топлива $B=1,12 \text{ кг/с}$, давление перегретого пара $p_{п.п}=4 \text{ МПа}$, температура перегретого пара $t_{п.п}=400^\circ C$, температура питательной воды $t_{п.в}=130^\circ C$, величина непрерывной продувки $P=3\%$ и температура топлива при входе в топку $t_t=20^\circ C$.

Ответ: $q_1=90\%$.

Задача 2.7. В топке котельного агрегата сжигается $1,5 \cdot 10^3 \text{ кг/ч}$ каменного угля состава: $C^c=58,2\%$; $H^c=4,2\%$; $S_g^c=4,6\%$; $N^c=1,3\%$; $O^c=9,2\%$; $A^c=22,5\%$; $W^p=13\%$. Определить располагаемое тепло, если известны температура воздуха в котельной $t_b=30^\circ C$, температура поступающего в топку воздуха $t_b=180^\circ C$ и коэффициент избытка воздуха в топке $a_t=1,3$.

Ответ: $Q_p^p=21525 \text{ кДж/кг}$.

Задача 2.8. В топке котельного агрегата паропроизводительностью $D=7,22 \text{ кг/с}$ сжигается высокосернистый мазут состава: $C^p=83,4\%$; $H^p=10\%$; $S_g^p=2,9\%$; $N^p=0,2\%$; $O^p=0,2\%$; $A^p=0,3\%$; $W^p=3\%$. Определить располагаемое тепло в кДж/кг и полезно использованное в котлоагрегате тепло в процентах, если известны температура подогрева мазута $t_t=90^\circ C$, натуральный расход топлива $B=0,527 \text{ кг/с}$, давление перегретого пара $p_{п.п}=1,3 \text{ МПа}$, температура перегретого пара $t_{п.п}=250^\circ C$, температура питательной воды $t_{п.в}=100^\circ C$ и величина непрерывной продувки $P=4\%$.

Ответ: $Q_p^p=38834 \text{ кДж/кг}$, $q_1=90\%$.

Задача 2.9. В топке котельного агрегата паропроизводительностью $D=4,2 \text{ кг/с}$ сжигается природный газ Дашавского месторождения с низшей теплотой сгорания $Q_n^c=35700 \text{ кДж/м}^3$. Определить в кДж/м^3 и процентах тепло, полезно использованное в котлоагрегате, если натуральный расход топлива $B=0,32 \text{ м}^3/\text{с}$, теоретическое количество воздуха, необходимое для сгорания 1 м^3 топлива, $V^o=9,5 \text{ м}^3$, давление перегретого пара $p_{п.п}=4 \text{ МПа}$, температура перегретого пара $t_{п.п}=400^\circ C$, температура питательной воды $t_{п.в}=130^\circ C$, температура воздуха в котельной $t_b=30^\circ C$, температура поступающего в топку воздуха $t_b=230^\circ C$ и коэффициент избытка воздуха в топке $a_t=1,1$.

Ответ: $Q=35568 \text{ кДж/м}^3$; $q_1=92,4\%$.

Задача 2.9. В топке котельного агрегата паропроизводительностью $D=4,2 \text{ кг/с}$ сжигается природный газ Дашавского месторождения с низшей теплотой сгорания $Q_n^c=35700 \text{ кДж/м}^3$. Определить в кДж/м^3 и процентах тепло, полезно использованное в котлоагрегате, если натуральный расход топлива $B=0,32 \text{ м}^3/\text{с}$, теоретическое количество воздуха, необходимое для сгорания 1 м^3 топлива, $V^o=9,5 \text{ м}^3$, давление перегретого пара $p_{п.п}=4 \text{ МПа}$, температура перегретого пара $t_{п.п}=400^\circ C$, температура питательной воды

$t_{\text{п.в}}=130^{\circ}\text{C}$, температура воздуха в котельной $t_{\text{в}}=30^{\circ}\text{C}$, температура поступающего в топку воздуха $t_{\text{в}}=230^{\circ}\text{C}$ и коэффициент избытка воздуха в топке $\alpha_{\text{т}}=1,1$.

Ответ: $Q=35568 \text{ кДж/м}^3$; $q_1=92,4\%$.

Задача 2.10. Определить площадь колосниковой решетки, которую требуется установить под вертикально-водотрубным котлом паропроизводительностью $D=6,1 \text{ кг/с}$, работающем на подмосковном буром угле состава: $C^{\text{p}}=29,1\%$; $H^{\text{p}}=2,2\%$; $S_{\text{л}}^{\text{p}}=2,9\%$; $N^{\text{p}}=0,6\%$; $O^{\text{p}}=8,7\%$; $A^{\text{p}}=23,5\%$; $W^{\text{p}}=33\%$, если температура топлива при входе в топку $t_{\text{т}}=20^{\circ}\text{C}$, давление перегретого пара $p_{\text{п.п}}=4 \text{ МПа}$, температура перегретого пара $t_{\text{п.п}}=420^{\circ}\text{C}$, температура питательной воды $t_{\text{п.в}}=180^{\circ}\text{C}$, к.п.д. брутто котлоагрегата $\eta_{\text{k.a}}^{\text{бр}}=87\%$, величина непрерывной продувки $P=4\%$ и тепловое напряжение площади колосниковой решетки $Q/R=1170 \text{ кВт/м}^2$.

Ответ: $R=15 \text{ м}^2$.

Задача 2.11. Определить объем топочного пространства, предназначенного для вертикально-водотрубного котла паропроизводительностью $D=13,8 \text{ кг/с}$, при работе на малосернистом мазуте состава: $C^{\text{p}}=85,3\%$; $H^{\text{p}}=10,2\%$; $S_{\text{л}}^{\text{p}}=0,5\%$; $N^{\text{p}}=0,3\%$; $O^{\text{p}}=0,4\%$; $A^{\text{p}}=0,3\%$; $W^{\text{p}}=3\%$, если температура подогрева мазута $t_{\text{т}}=90^{\circ}\text{C}$, давление перегретого пара $p_{\text{п.п}}=1,4 \text{ МПа}$, температура перегретого пара $t_{\text{п.п}}=250^{\circ}\text{C}$, температура питательной воды $t_{\text{п.в}}=100^{\circ}\text{C}$, к.п.д. брутто котлоагрегата $\eta_{\text{k.a}}^{\text{бр}}=88\%$, величина непрерывной продувки $P=3\%$, и тепловое напряжение топочного объема $Q/V_{\text{т}}=490 \text{ кВт/м}^3$

Ответ: $V_{\text{т}}=80,4 \text{ м}^3$.

Задача 2.12. Определить площадь колосниковой решетки, объем топочного пространства и к.п.д. топки котельного агрегата паропроизводительностью $D=5,45 \text{ кг/с}$, если давление перегретого пара $p_{\text{п.п}}=1,4 \text{ МПа}$, температура перегретого пара $t_{\text{п.п}}=280^{\circ}\text{C}$, температура питательной воды $t_{\text{п.в}}=100^{\circ}\text{C}$, к.п.д. брутто котлоагрегата $\eta_{\text{k.a}}^{\text{бр}}=86\%$, величина непрерывной продувки $P=3\%$, тепловое напряжение площади колосниковой решетки $Q/R=1015 \text{ кВт/м}^2$, тепловое напряжение топочного объема $Q/V_{\text{т}}=350 \text{ кВт/м}^3$, потери тепла от химической неполноты сгорания $q_3=0,5\%$ и потери тепла от механической неполноты сгорания $q_4=5,5\%$. Котельный агрегат работает на кузнецком каменном угле с низшей теплотой сгорания горючей массы $Q_h^{\text{e}}=34 440 \text{ кДж/кг}$, содержание в топливе золы $A^{\text{p}}=17,4\%$ и влаги $W^{\text{p}}=6\%$.

Ответ: $R=16 \text{ м}^2$, $V_{\text{т}}=46,5 \text{ м}^3$, $\eta_{\text{т}}=94\%$.

Задача 2.13. В топке котельного агрегата паропроизводительностью $D=7,05 \text{ кг/с}$ сжиается природный газ состава: $\text{CO}_2=0,1\%$; $\text{CH}_4=97,9\%$; $\text{C}_2\text{H}_6=0,5\%$; $\text{C}_3\text{H}_8=0,2\%$; $\text{C}_4\text{H}_{10}=0,1\%$; $\text{N}_2=1,2\%$. Определить объем топочного пространства и коэффициент полезного действия топки, если давление перегретого пара $p_{\text{п.п}}=1,4 \text{ МПа}$, температура перегретого пара $t_{\text{п.п}}=290^{\circ}\text{C}$, температура питательной воды $t_{\text{п.в}}=100^{\circ}\text{C}$, к.п.д. брутто котлоагрегата $\eta_{\text{k.a}}^{\text{бр}}=91,2\%$, величина непрерывной продувки $P=4\%$, тепловое напряжение топочного объема $Q/V_{\text{т}}=310 \text{ кВт/м}^3$, потери тепла от химической неполноты сгорания $q_3=1,2\%$ и от механической неполноты сгорания $q_4=1\%$.

Ответ: $V_{\text{т}}=64,8 \text{ м}^3$; $\eta_{\text{т}}=97,8\%$.

Задача 2.14. Определить площадь колосниковой решетки и к.п.д. топки котельного агрегата паропроизводительностью $D=5,9 \text{ кг/с}$, если давление перегретого пара $p_{\text{п.п}}=1,4 \text{ МПа}$, температура перегретого пара $t_{\text{п.п}}=250^{\circ}\text{C}$, температура питательной воды $t_{\text{п.в}}=120^{\circ}\text{C}$, к.п.д. брутто котлоагрегата $\eta_{\text{k.a}}^{\text{бр}}=86,5\%$, тепловое напряжение площади колосниковой решетки $Q/R=1260 \text{ кВт/м}^2$, потери тепла от химической неполноты сгорания $Q_3=107,5 \text{ кДж/кг}$ и потери тепла от механической неполноты сгорания $Q_4=1290 \text{ кДж/кг}$. Котельный агрегат работает на кизеловском угле марки Г с низшей теплотой сгорания горючей массы $Q_h^{\text{e}}=31 620 \text{ кДж/кг}$, содержание в топливе золы $A^{\text{p}}=26,6\%$ и влаги $W^{\text{p}}=5\%$.

Ответ: $R=13,2 \text{ м}^2$; $\eta_{\text{т}}=93,5\%$.

Задача 2.15. Определить тепловое напряжение топочного объема камерной топки котельного агрегата паропроизводительностью $D=2,5$ кг/с, если давление перегретого пара $p_{\text{п.п}}=1,4$ МПа, температура перегретого пара $t_{\text{п.п}}=250^{\circ}\text{C}$, температура питательной воды $t_{\text{п.в}}=100^{\circ}\text{C}$, к.п.д. брутто котлоагрегата $\eta_{\text{k.a}}^{\text{бр}}=90\%$, величина непрерывной продувки $P=4\%$ и объем топочного пространства $V_t=24 \text{ м}^3$. Котельный агрегат работает на малосернистом мазуте с низшей теплотой сгорания горючей массы $Q_h^p=40408 \text{ кДж/кг}$, содержание в топливе золы $A^p=0,3\%$ и $W^p=3\%$. Температура подогрева мазута $t_r=90^{\circ}\text{C}$.

Ответ: $Q/V_t=292,5 \text{ кВт/м}^3$.

Задача 2.16. В топке водогрейного котельного агрегата сжигается бурый уголь с низшей теплотой сгорания $Q_h^p=15000 \text{ кДж/кг}$. Определить тепловое напряжение площади колосниковой решетки, если к.п.д. брутто котлоагрегата $\eta_{\text{k.a}}^{\text{бр}}=85\%$, расход воды $G_v=65 \text{ кг/с}$, температура воды, поступающей в котел, $t_1=70^{\circ}\text{C}$ и температура воды, выходящей из него, $t_2=150^{\circ}\text{C}$ и площадь колосниковой решетки $R=15 \text{ м}^2$.

Ответ: $Q/R=1710 \text{ кВт/м}^2$.

3. ДУТЬЕВЫЕ И ТЯГОВЫЕ УСТРОЙСТВА

Дутьевые устройства предназначены для подачи воздуха в топки котлов с целью организации сжигания топлива. Они состоят из дутьевых вентиляторов и воздуховодов с регулирующими задвижками.

Тяговые устройства обеспечивают определенную скорость перемещения дымовых газов по газоходам котлоагрегатов и последующее удаление их в атмосферу. Тяговые устройства состоят из газоходов, дымовых труб и дымососов.

Дутьевые вентиляторы. Расчетная подача ($\text{м}^3/\text{с}$) вентилятора определяется формулой:

$$Q_d = \beta_1 B_p V_0 (\alpha_T - \Delta \alpha_T + \Delta \alpha'_{\text{вп}} - \Delta \alpha'_{\text{пп}}) [(t_{x.v} + 273) / 273] \cdot 1.01 \cdot 10^5 / h_6, \quad (3.1)$$

где β_1 - коэффициент запаса подачи (для котлоагрегатов паропроизводительностью $D > 5,6 \text{ кг/с}$ $\beta = 1,05$ и $D < C 5,6 \text{ кг/с}$ $\beta = 1,1$);

$$\Delta \alpha'_{\text{вп}} - \text{утечка воздуха в воздухоподогревателе}; \quad (3.2)$$

$\Delta \alpha_T$ и $\Delta \alpha'_{\text{пп}}$ - присос воздуха в топке и в пылеприготовительной установке;

$t_{x.v}$ - температура холодного воздуха, поступающего в вентилятор;

h_6 - барометрическое давление воздуха, Па.

Мощность (кВт) электродвигателя для привода вентилятора:

$$N_d = (\beta_2 Q_b H_b / \eta_d) \cdot 100, \quad (3.3)$$

где $\beta_2 = 1.1$ - коэффициент запаса мощности электродвигателя;

H_b - расчетный полный напор вентилятора, кПа;

η_d - эксплуатационный к.п.д. вентилятора, %.

Дымососы. Расчетная подача ($\text{м}^3/\text{с}$) дымососа определяется по формуле:

$$Q_d = \beta_1 B_p [V_r^0 + (\alpha_d - 1) \cdot V^0] \frac{g_d + 273}{273} \cdot \frac{1.01 \cdot 10^5}{h_6}, \quad (3.4)$$

где V_r^0 - теоретический объем продуктов полного сгорания, $\text{м}^3/\text{кг}$ ($\text{м}^3/\text{м}^3$);

α_d - коэффициент избытка воздуха перед дымососом;

g_d - температура газов перед дымососом, $^{\circ}\text{C}$.

Мощность электродвигателя (кВт) для привода дымососа:

$$N_{\text{д}}^{\text{д}} = (\beta_2 Q_{\text{д}} H_{\text{д}} / \eta_{\text{д}}^{\text{д}}) \cdot 100 \quad (3.5)$$

где $N_{\text{д}}^{\text{д}}$ - расчетный полный напор дымососа, кПа;

$\eta_{\text{д}}^{\text{д}}$ - эксплуатационный к. п. д. дымососа, %.

Дымовая труба. Объем дымовых газов (м³/с), проходящих через дымовую трубу:

$$V_{\text{д.т}}^{\text{д.т}} = n B_p [V_r^0 + \alpha_{\text{д.т}} - 1] \cdot V^0 \frac{\vartheta_{\text{д}} + 273}{273} \cdot \frac{1.01 \cdot 10^5}{h_6}, \quad (3.6)$$

где n - число котлоагрегатов, подсоединеных к трубе;

$\alpha_{\text{д.т}}$ - коэффициент избытка воздуха перед дымовой трубой;

$\vartheta_{\text{д}}$ - температура газов перед дымовой трубой, °С.

Диаметр устья дымовой трубы:

$$d_{\text{д.т}} = 1.13 \sqrt{V_{\text{д.т}}^{\text{д.т}} / \omega_{\text{д.т}}}, \quad (3.7)$$

где $\omega_{\text{д.т}}$ — скорость газов на выходе из трубы, м/с.

Высота дымовой трубы (м) при естественной тяге:

$$H = S / [273 \left(\frac{\rho_{\text{в}}}{273 + t_{\text{в}}} - \frac{\rho_{\text{р}}}{273 + v_{\text{ср}}} \right) \frac{9.81 h_6}{1.01 \cdot 10^5}], \quad (3.8)$$

где S - тяга, создаваемая трубой, Па;

$\rho_{\text{в}}$, $\rho_{\text{р}}$ - приведение к нормальным условиям плотности газа и воздуха, кг/м³;

$v_{\text{ср}}$ - средняя температура газов в дымовой трубе, °С;

$t_{\text{в}}$ - температура окружающего воздуха, °С.

Приведенная к нормальным условиям плотность (кг/м³) газа:

$$\rho_r = (1 - 0.01 A^p + 1.3 \alpha_{\text{д.т}} V^0) / V_{\text{д.т}}^{\text{д.т}} \quad (3.9)$$

Задача 3.1. Определить расчетную подачу вентилятора котельного агрегата паропроизводительностью $D = 13,8$ кг/с, работающего на природном газе с низшей теплотой сгорания $Q_{\text{н}}^c = 35\ 700$ кДж/м³, если давление перегретого пара $p_{\text{п.п}} = 4$ МПа, температура перегретого пара $t_{\text{п.п}} = 430$ °С, температура питательной воды $t_{\text{п.в}} = 130$ °С, к. п. д. котлоагрегата (брутто) $\eta_{\text{k.a}}^{\text{бр}} = 91$ %; теоретически необходимый объем воздуха $V^0 = 9,48$ м³/м³, коэффициент запаса подачи $\beta = 1,05$, коэффициент избытка воздуха в топке $\alpha_t = 1,15$, присос воздуха в топочной камере $\Delta \alpha_t = 0,05$, утечка воздуха в воздухоподогревателе $\Delta \alpha'_{\text{ен}} = 0,04$, температура холодного воздуха, поступающего в вентилятор, $t_{\text{x.в}} = 20$ °С и барометрическое давление воздуха $h_6 = 98 \cdot 10^3$ Па

Ответ: $Q_{\text{в}} = 14,6$ м³/с.

Задача 3.2. Определить расчетную подачу вентилятора, работающего гта донецким каменным углем марки Т состава: $C_p = 62,7$ %; $H_p = 3,1$ %; $S_{\text{л}}^p = 2,8$ %; $N^p = 0,9$ %; $O^p = 1,7$ %; $A^p = 23,8$ %; $W^p = 5,0$ %, если расчетный расход топлива $B_p = 3,1$ кг/с, коэффициент запаса подачи $\beta_1 = 1,05$, коэффициент избытка воздуха в топке $\alpha_t = 1,2$, присос воздуха в топочной камере $\Delta \alpha_t = 0,05$, утечка воздуха в воздухоподогревателе $\Delta \alpha'_{\text{ен}} = 0,035$, температура поступающего в вентилятор холодного воздуха $t_{\text{x.в}} = 25$ °С и барометрическое давление воздуха $h_6 = 97 \cdot 10^3$ Па.

Ответ: $Q_{\text{в}} = 28,1$ м³/с.

Задача 3.3. Определить мощность электродвигателя для привода вентилятора котельного агрегата паропроизводительностью $D = 4,16$ кг/с, работающего на

природном газе Дашавского месторождения состава: $CO_2 = 0,2\%$; $CH_4 = 98,9\%$; $C_2H_6 = 0,3\%$; $C_3H_6 = 0,1\%$; $C_4H_{10} = 0,1\%$; $N_2 = 0,4\%$; если давление перегретого пара $p_{n,p} = 1,4$ МПа, температура перегретого пара $t_{n,p} = 275$ °C, температура питательной воды $t_{n,b} = 130$ °C, величина непрерывной продувки $R = 3\%$, к. п. д. котлоагрегата (брутто) $\eta_{k,a}^{br} = 90\%$; коэффициент запаса подачи $\beta_1 = 1,1$, коэффициент избытка воздуха в топке $\alpha_t = 1,1$, присос воздуха в топочной камере $\Delta\alpha_t = 0,05$, утечка воздуха в воздухоподогревателе $\Delta\alpha'_{en} = 0,04$, температура холодного воздуха, поступающего в вентилятор, $t_{x,b} = 20$ °C, расчетный полный напор вентилятора $H_b = 2,1$ кПа, коэффициент запаса мощности электродвигателя $\beta_2 = 1,1$, эксплуатационный к. п. д. вентилятора $\eta^e = 61\%$ и барометрическое давление воздуха $h_6 = 98 \cdot 10^3$ Па

Ответ: $N^b = 15,5$ кВт.

Задача 3.4. Определить мощность электродвигателя для привода вентилятора котельного агрегата, работающего на буром угле состава: $C_p = 41,6\%$; $H_p = 2,8\%$; $S_{n,p}^p = 0,2\%$, $N^p = 0,7\%$; $O^p = 11,7\%$; $A^p = 10,0\%$; $W^p = 33,0\%$, и коэффициент запаса подачи $\beta_1 = 1,1$, расчетный расход топлива $B_p = 2,1$ кг/с, коэффициент избытка воздуха топке $\alpha_t = 1,25$, присос воздуха в топочной камере $\Delta\alpha_t = 0,06$, утечка воздуха в воздухоподогревателе $\Delta\alpha'_{en} = 0,04$, температура холодного воздуха, поступающего вентилятор, $t_{x,b} = 20$ °C, расчетный полный напор вентилятора $H_b = 1,9$ кПа, коэффициент запаса мощности электриодвигателя $\beta_2 = 1,1$, эксплуатационный к. п. д. вентилятора $\eta^e = 62\%$ и барометрическое давление воздуха $h_6 = 97 \cdot 10^3$ Па

Ответ: $N^b = 43,8$ кВт.

Задача 3.5. Определить мощность электродвигателя для привода вентилятора котельного агрегата паропроизводительностью $D = 13,9$ кг/с, работающего на подмосковном угле с низшей теплотой сгорания $Q_n^p = 10\ 636$ кДж/кг, если температура топлива на входе в топку $t_t = 20$ °C, теплоемкость рабочей массы топлива $c_T^p = 2,1$ кДж/(кг·К), давление перегретого пара $p_{n,p} = 4$ МПа, температура перегретого пара $t_{n,p} = 450$ °C, температура питательной воды $t_{n,b} = 150$ °C, к. п. д. котлоагрегата (брутто) $\eta_{k,a}^{br} = 86\%$; теоретически необходимый объем воздуха $V^0 = 2,98$ м³/кг, коэффициент запаса подачи $\beta_1 = 1,05$, коэффициент избытка воздуха в топке $\alpha_t = 1,25$, присос воздуха в топочной камере $\Delta\alpha_t = 0,05$, утечка воздуха в воздухоподогревателе $\Delta\alpha'_{en} = 0,04$, температура холодного воздуха, поступающего вентилятор, $t_{x,b} = 25$ °C, расчетный полный напор вентилятора $H_b = 1,95$ кПа, коэффициент запаса мощности электродвигателя $\beta_2 = 1,1$, эксплуатационный к. п. д. вентилятора $\eta^e = 61\%$, барометрическое давление воздуха $h_6 = 98 \cdot 10^3$ Па и потери теплоты от механической неполноты сгорания топлива $q_f = 4\%$.

Ответ: $N^b = 60,3$ кВт

Задача 3.6. Определить расчетный полный напор вентилятора котельного агрегата, работающего на фрезерном торфе состава: $C_p = 24,7\%$; $H_p = 2,6\%$; $S_{n,p}^p = 0,1\%$; $N^p = 1,1\%$; $O^p = 15,2\%$; $A^p = 6,3\%$; $W^p = 50,0\%$, если расчетный расход топлива $B_p = 4,6$ кг/с, коэффициент запаса подачи $\beta_1 = 1,05$, коэффициент избытка воздуха в топке $\alpha_t = 1,25$, присос воздуха в топочной камере $\Delta\alpha_t = 0,05$, утечка воздуха в воздухоподогревателе

$\Delta\alpha'_{en} = 0,045$, температура холодного воздуха, поступающего в вентилятор, $t_{x,b} = 20$ °C, мощность электродвигателя для привода вентилятора $N^b_3 = 60$ кВт, коэффициент запаса мощности электродвигателя $\beta_2 = 1,1$, эксплуатационный к. п. д. вентилятора $\eta^e_3 = 60$ % и барометрическое давление воздуха $h_6 = 97 \cdot 10^3$ Па.

Ответ: $H_b = 1,96$ кПа.

Задача 3.7. Определить расчетный полный напор вентилятора котельного агрегата, работающего на буром угле с низшей теплотой сгорания $Q_h^p = 15\ 800$ кДж/кг, если коэффициент запаса подачи $\beta_1 = 1,05$, условный расход топлива $B_y = 1,45$ кг/с, коэффициент избытка воздуха в топке $\alpha_t = 1,25$, присос воздуха в топочной камере $\Delta\alpha_t = 0,05$, теоретически необходимый объем воздуха $V^0 = 4\text{м}^3/\text{кг}$, утечка воздуха в воздухоподогревателе $\Delta\alpha'_{en} = 0,04$, температура холодного воздуха, поступающего в вентилятор, $t_{x,b} = 25$ °C, мощность электродвигателя для привода вентилятора $N^b_3 = 54$ кВт, коэффициент запаса мощности электродвигателя $\beta_2 = 1,1$, эксплуатационный к. п. д. вентилятора $\eta^e_3 = 61$ %, барометрическое давление воздуха $h_6 = 98 \cdot 10^3$ Па и потери теплоты от механической неполноты сгорания топлива = 5 %.

Ответ: $H_b = 2,06$ кПа.

Задача 3.8. Определить расчетную подачу дымососа котельного агрегата, работающего на природном газе состава: $CO_2 = 0,2$ %; $CH_4 = 97,9$ %; $C_2H_4 = 0,1$ %; $N_2 = 1,8$ %, если коэффициент запаса подачи $\beta_1 = 1,1$, расчетный расход топлива $B_p = 0,32$ кг/с, коэффициент избытка воздуха перед дымососом $\alpha_d = 1,45$, температура газов перед дымососом $\vartheta_d = 188$ °C и барометрическое давление воздуха $h_6 = 97 \cdot 10^3$ Па.

Ответ: $Q_d = 9\text{ м}^3/\text{с}$.

Задача 3.9. Определить расчетную подачу дымососа котельного агрегата паропроизводительностью $D = 13,9$ кг/с, работающего на подмосковном угле состава: $C_p = 28,7$ %, $H_p = 2,2$ %; $S_{n,p}^p = 2,7$ %; $N^p = 0,6$ %; $O^p = 8,6$ %; $A^p = 25,2$ %; $W^p = 32,0$ %, если температура топлива на входе в топку $t_t = 20$ °C, к. п. д. котлоагрегата (брутто) $\eta_{k,a}^{bp} = 88$ %, давление перегретого пара $p_{n,p} = 4$ МПа, ; температура перегретого пара $t_{n,p} = 450$ °C, температура питательной воды $t_{n,b} = 140$ °C, величина непрерывной продувки $P = 3$ %, коэффициент запаса подачи $\beta_1 = 1,05$, коэффициент избытка воздуха перед дымососом $\alpha_d = 1,55$, температура газов перед дымососом $\vartheta_d = 180$ °C, потери теплоты от механической неполноты сгорания топлива $q_4 = 4,5$ % и барометрическое давление $h_6 = 98 \cdot 10^3$ Па

Ответ: $Q_d = 41,5\text{ м}^3/\text{с}$.

Задача 3.10. Определить мощность электродвигателя для ^Привода дымососа котельного агрегата паропроизводительностью $D = 9,73$ кг/с, работающего на челябинском буром угле состава: $C_p = 37,3$ %; $H_p = 2,8$ %; $S_{n,p}^p = 1,0$ %; $N^p = 0,9$ %; $O^p = 10,5$ %; $A^p = 29,5$ %; $W^p = 18,0$ %, если температура топлива на входе в топку $t_t = 20$ °C, давление перегретого пара $p_{n,p} = 1,4$ МПа, температура перегретого пара $t_{n,p} = 275$ °C, температура питательной воды $t_{n,b} = 100$ °C, к. п. д. котлоагрегата (брутто) $\eta_{k,a}^{bp} = 86$ %; величина непрерывной продувки $P = 3$ %, коэффициент запаса подачи $\beta_1 = 1,05$, коэффициент избытка воздуха перед дымососом $\alpha_d = 1,6$, температура газов перед дымососом $\vartheta_d = 182$ °C, расчетный полный напор дымососа $H_d = 2,2$ кПа, коэффициент

запаса мощности электродвигателя $\beta_2 = 1,1$, эксплуатационный к. п. д. дымососа $\eta^e = 65\%$, барометрическое давление воздуха $h_6 = 97 \cdot 10^3 \text{ Па}$ и потери теплоты от механической неполноты сгорания топлива $q_4 = 4\%$.

Ответ: $N_d^d = 88 \text{ кВт}$.

Задача 3.11. Определить мощность электродвигателя для привода дымососа котельного агрегата, работающего на малосернистом мазуте состава: $C_p = 84,65\%$; $H_p = 11,7\%$; $S_{\text{л}}^p = 0,3\%$; $O^p = 0,3\%$; $A^p = 0,05\%$; $W^p = 3,0\%$, если коэффициент запаса подачи $\beta_1 = 1,05$, расчетный расход топлива $B_p = 1,05 \text{ кг/с}$, коэффициент избытка воздуха перед дымососом $\alpha_d = 1,5$, температура газов перед дымососом $\vartheta_d = 195^\circ\text{C}$, расчетный полный напор дымососа $H_d = 2,14 \text{ кПа}$, коэффициент запаса мощности электродвигателя $\beta_2 = 1,1$, эксплуатационный к. п. д. дымососа $\eta^e = 63\%$ и барометрическое давление воздуха $h_6 = 97 \cdot 10^3 \text{ Па}$.

Ответ: $N_d^d = 122 \text{ кВт}$.

Задача 3.12. Определить расчетный полный напор дымососа котельного агрегата, работающего на природном газе состава: $CO_2 = 0,1\%$; $CH_4 = 98\%$; $C_2H_6 = 0,4\%$; $C_3H_6 = 0,2\%$; $N_2 = 1,3\%$, если коэффициент запаса подачи $\beta_1 = 1,1$, расчетный расход топлива $B_p = 1 \text{ кг/с}$, коэффициент избытка воздуха перед дымососом $\alpha_d = 1,45$, температура газов перед дымососом $\vartheta_d = 177^\circ\text{C}$, мощность электродвигателя для привода дымососа $N_d^d = 80 \text{ кВт}$, коэффициент запаса мощности электродвигателя $\beta_2 = 1,1$, эксплуатационный к. п. д. дымососа $\eta^e = 62\%$ и барометрическое давление воздуха $h_6 = 98 \cdot 10^3 \text{ Па}$

Ответ: $H_d = 1,62 \text{ кПа}$.

Задача 3.13. Определить расчетный полный напор дымососа котельного агрегата, работающего на высокосернистом мазуте состава: $C_p = 83,0\%$; $H_p = 10,4\%$; $S_{\text{л}}^p = 2,8\%$; $O^p = 0,7\%$; $A^p = 0,1\%$; $W^p = 3,0\%$, если коэффициент запаса подачи $\beta_1 = 1,05$, условный расход топлива $B_y = 1,36 \text{ кг/с}$, коэффициент избытка воздуха перед дымососом $\alpha_d = 1,5$, температура газов перед дымососом $\vartheta_d = 192^\circ\text{C}$, мощность электродвигателя для привода дымососа $N_d^d = 102 \text{ кВт}$, коэффициент запаса мощности электродвигателя $\beta_2 = 1,1$, эксплуатационный к. п. д. дымососа $\eta^e = 66\%$ и барометрическое давление воздуха $h_6 = 97 \cdot 10^3 \text{ Па}$.

Ответ: $H_d = 2 \text{ кПа}$.

Задача 3.14. Определить объем дымовых газов, проходящих через дымовую трубу котельной, в которой установлены два одинаковых котлоагрегата, работающих на донецком угле марки Д состава: $C_p = 49,3\%$; $H_p = 3,6\%$; $S_{\text{л}}^p = 3,0\%$; $N^p = 1,0\%$; $O^p = 8,3\%$; $A^p = 21,8\%$; $W^p = 13,0\%$, если расчетный расход топлива $B_p = 1,12 \text{ кг/с}$, температура газов перед дымовой трубой $\vartheta_{\text{д.т}} = 185^\circ\text{C}$, коэффициент избытка воздуха перед трубой $\alpha_{\text{д.т}} = 1,5$ и барометрическое давление воздуха $h_6 = 98 \cdot 10^3 \text{ Па}$

Ответ: $V_{\text{д.т}}^{\text{д.т}} = 32,4 \text{ м}^3/\text{с}$.

Задача 3.15. Определить диаметр, устья дымовой трубы и объем газов, проходящих через дымовую трубу котельной, в которой установлены три одинаковых котлоагрегата, работающих на карагандинском угле марки К состава: $C_p = 54,7\%$; $H_p = 3,3\%$; $S_{\text{л}}^p = 0,8\%$; $N^p = 0,8\%$; $O^p = 4,8\%$; $A^p = 27,6\%$; $W^p = 8,0\%$, если расчетный расход

топлива $B_p = 2,1$ кг/с, температура газов перед дымовой трубой $\vartheta_{д.т} = 187$ °С, коэффициент избытка воздуха перед трубой $\alpha_{д.т} = 1,5$, скорость газов на выходе из трубы $\omega_{o.m} = 8,8$ м/с и барометрическое давление воздуха $h_0 = 97 \cdot 10^3$ Па.

Ответ: $d_{д.т} = 3,8$ м; $V_r^{д.т} = 98,3$ м³/с.

Задача 3.16. Определить высоту и диаметр устья дымовой трубы котельной, в которой установлены два одинаковых котлоагрегата, работающих на малосернистом мазуте состава: $C_p = 84,65\%$; $H_p = 11,7\%$; $S_{л}^p = 0,3\%$; $O^p = 0,3\%$; $A^p = 0,05\%$; $W^p = 3,0\%$, если тяга, создаваемая трубой, $S = 231$ Па, расчетный расход топлива $B_p = 1,05$ кг/с, температура газов перед дымовой трубой $\vartheta_{д.т} = 182$ °С, коэффициент избытка воздуха перед трубой $\alpha_{д.т} = 1,5$, средняя температура газов в трубе $\vartheta_{cp} = 187$ °С, температура окружающего воздуха $t_b = 20$ °С, скорость газов на выходе из трубы $\omega_{o.m} = 10$ м/с, барометрическое давление воздуха $h_0 = 97 \cdot 10^3$ Па и приведенная к нормальным условиям плотность воздуха $\rho_e = 1,205$ кг/м³.

Ответ: $d_{д.т} = 2,8$ м.

Задача 3.17. Определить высоту дымовой трубы котельной, если тяга, создаваемая трубой, $S = 192$ Па, температура газов на входе в дымовую трубу $\vartheta_{д.т} = 180$ °С, температура газов на выходе из дымовой трубы $\vartheta'_{д.т} = 186$ °С, температура окружающего воздуха $t_b = 20$ °С, приведенная к нормальным условиям плотность газа $\rho_r = 0,52$ кг/м³, приведенная к нормальным условиям плотность воздуха $\rho_e = 1,205$ кг/м³ и барометрическое давление воздуха $h_0 = 98 \cdot 10^3$ Па.

Ответ: $H = 25$ м..

Таблица 1.2 - Распределение заданий контрольной работы №1

| | Варианты | | | | | | | | | | | | | | |
|--------|----------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
| задачи | 1.1 | 1.2 | 1.3 | 1.4 | 1.5 | 1.6 | 1.7 | 1.8 | 1.9 | 1.10 | 1.11 | 1.12 | 1.13 | 1.14 | 1.15 |
| | 1.27 | 1.26 | 1.28 | 1.20 | 1.29 | 1.23 | 1.31 | 1.17 | 1.18 | 1.19 | 1.20 | 1.22 | 1.16 | 1.24 | 1.21 |
| | 1.37 | 1.36 | 1.35 | 1.34 | 1.33 | 1.32 | 1.36 | 1.30 | 1.29 | 1.23 | 1.27 | 1.26 | 1.25 | 1.37 | 1.28 |
| | | | | | | | | | | | | | | | |

Таблица 1.3 - Распределение заданий контрольной работы №2

| | Варианты | | | | | | | | | | | | | | |
|--------|----------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
| задачи | 1.38 | 1.39 | 1.40 | 1.41 | 1.42 | 1.43 | 1.44 | 1.45 | 1.46 | 1.47 | 1.48 | 1.49 | 1.50 | 1.51 | 1.52 |
| | 2.16 | 2.15 | 2.14 | 2.13 | 2.12 | 2.11 | 2.10 | 2.9 | 2.8 | 2.7 | 2.6 | 2.5 | 2.4 | 2.3 | 2.2 |

Таблица 1.4 - Распределение заданий контрольной работы №3

| | Варианты | | | | | | | | | | | | | | |
|--------|----------|------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|------|------|------|------|------|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
| задачи | 3.1 | 3.2 | 3.3 | 3.4 | 3.5 | 3.6 | 3.7 | 3.8 | 3.9 | 3.10 | 3.11 | 3.12 | 3.13 | 3.14 | 3.15 |
| | 3.16 | 3.17 | 3.1 | 3.2 | 3.3 | 3.4 | 3.5 | 3.6 | 3.7 | 3.8 | 3.9 | 3.10 | 3.11 | 3.12 | 3.13 |

Варианты для контрольных работ выдаются преподавателем для каждой подгруппы.

ИДЗ 4: ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ УСТАНОВКИ (расчетно-графическая работа)

Введение

Промышленные предприятия и жилищно-коммунальный сектор потребляют огромное количество теплоты на технологические нужды, вентиляцию, отопление и

горячее водоснабжение. Тепловая энергия в виде пара и горячей воды вырабатывается теплоэлектроцентралями, производственными и районными отопительными котельными.

Повышение цен на топливо и переход многих предприятий на двух- и трехсменную работу требуют серьезной перестройки в проектировании и эксплуатации производственных и отопительных котельных.

Тепловой расчет парового или водогрейного котла может быть конструктивным или поверочным. Конструктивный расчет выполняется при разработке новых паровых или водогрейных котлов специализированными проектно-конструкторскими институтами или конструкторскими бюро котло-строительных заводов. Поверочный расчет котельных агрегатов, выпускаемых промышленностью, выполняется при проектировании источника теплоснабжения, предназначенного для выработки пара или горячей воды.

При выполнении РГР рекомендуется производить поверочный расчет с элементами конструктивного расчета отдельных поверхностей нагрева (пароперегревателя, водяного экономайзера, воздухоподогревателя).

Основной целью поверочного расчета является определение основных показателей работы котлоагрегата, а также реконструктивных мероприятий, обеспечивающих высокую надежность и экономичность его эксплуатации при заданных условиях.

1. Организация расчетно-графической работы

1.1 Цели и задачи расчетно-графической работы

В практике выполнения тепловых расчетов теплоэнергетического оборудования различают конструктивный и поверочный тепловой расчет. Конструктивный расчет выполняется в процессе проектирования котельного агрегата на заданную тепловую мощность, вид сжигаемого топлива, параметры теплоносителя. Результаты расчета должны содержать, в том числе, величины поверхностей теплообмена, их конструктивное оформление и компоновку.

Поверочный расчет выполняется для существующих конструкций котельных агрегатов. Величины поверхностей теплообмена, геометрия и их компоновка в этом случае заданы. Целью расчета является определение параметров рабочих сред на границах отдельных элементов котельного агрегата формулирующихся в нештатных условиях эксплуатации.

Целью настоящей расчетно-графической работы является выполнение в соответствии с заданием поверочного расчета водогрейного котла.

Выполнение расчетно-графической работы позволяет закрепить знания, полученные при изучении теоретической части курса, по вопросам теплообмена, топочно - котельной техники, аэродинамики котла; получить навыки по отысканию возможных путей усовершенствования работы котла, пользования нормативными материалами, ГОСТами, справочниками и другой литературой.

В процессе выполнения расчетно-графической работы студент должен самостоятельно решить поставленные перед ним задачи с использованием рекомендуемой литературы и настоящего руководства.

Руководитель выдает студенту задание на РГР со следующими исходными данными: тип котла; расчетная мощность парового котла D или расчетная мощность водогрейного котла N ; температура перегретого пара $t_{\text{пп}}$ или температура насыщенного пара $t_{\text{нп}}$, или же температура горячей воды $t_{\text{гв}}$; температура питательной воды $t_{\text{пв}}$ или температура холодной воды $t_{\text{хв}}$; марка топлива и процентное содержание его элементов. Если в исходных данных не указаны некоторые выше перечисленные параметры, то их следует определить исходя из технических характеристик котла.

После получения задания студент должен ознакомиться с устройством проектируемого котла и материалами, которые могут быть использованы при выполнении РГР, изучить литературу по теме РГР.

1.2 Требования к пояснительной записке

Пояснительная записка пишется студентом собственноручно, четко и без помарок, разборчивым почерком, чернилами или шариковой ручкой синего цвета на обеих сторонах листа бумаги формата А4, либо в печатной форме с одной стороны листа. Графический материал (схемы, рисунки, графики и т. д.) выполняется аккуратно, на миллиметровке, с применением чертежных инструментов.

Во всех случаях использования литературных источников в тексте должна быть сделана ссылка на них (порядковый номер источника по приведенному перечню использованной литературы, взятый в квадратные скобки).

Если в расчетах использованы численные значения параметров, найденные по графикам или таблицам, то делается ссылка на источник с указанием номера рисунка. В пояснительной записке не должно быть цифр, происхождение которых неизвестно и не может быть установлено.

Пояснительная записка к РГР должна содержать следующие разделы.

Введение. Здесь необходимо указать генеральную линию правительства РФ по развитию и использованию топливно-энергетического комплекса страны, состояние и перспективы развития парогенераторо- и котлостроения для нужд теплоэнергетики, перечислить типы котлов, заводы-изготовители.

Описание проектируемого котла. В этом разделе следует описать конструкцию котла, составить таблицу основных конструктивных размеров, необходимых для теплового расчета, указать схемы испарения и циркуляции, схемы газового и воздушного трактов. При описании конструкции следует привести характеристику внутрибарабанных устройств, горелочных устройств, вентиляторов и дымососов котла.

Пояснительная записка к расчетам проектируемого котла. Этот раздел состоит из трех частей: теплового расчета; расчета теплового баланса и расхода топлива; расчет топки.

В пояснительной записке к тепловому расчету указываются цели и задачи теплового расчета (поверочного и конструктивного), обосновывается выбор метода расчета.

Часть исходных данных, необходимых для расчета котла, известна из задания на проектирование - это конкретные исходные данные. Недостающие исходные данные находятся расчетным путем. В пояснительной записке следует указать, какие исходные данные - конкретные и расчетные - необходимы для теплового расчета проектируемого котла.

2 Расчет объемов и энтальпий воздуха и продуктов сгорания

2.1 Определение коэффициентов избытка воздуха по газоходам

Коэффициент избытка воздуха по мере движения продуктов сгорания по газоходам котельного агрегата увеличивается. Это обусловлено тем, что давление в газоходах (для котлов, работающих под разрежением) меньше давления окружающего воздуха и через неплотности в обмуровке происходят присосы атмосферного воздуха в газовый тракт агрегата. Обычно при расчетах температуру воздуха, присасываемого в газоходы, принимают равной 30°C .

Присос воздуха принято выражать в долях теоретического количества воздуха, необходимого для горения:

$$\Delta\alpha = \Delta V_{\text{прис}} / V^0 \quad (2.1)$$

где $\Delta V_{\text{прис}}$ - количество воздуха, присасываемого в соответствующий газоход агрегата, приходящееся на 1 кг сжигаемого жидкого топлива или на 1 m^3 газа при нормальных условиях, $\text{кг}/\text{м}^3$ или $\text{м}^3/\text{м}^3$.

При тепловом расчете котлоагрегата присосы воздуха принимаются по нормативным данным. Значения расчетных присосов воздуха для промышленных паровых и водогрейных котлов приведены в таблице 2.1.

Коэффициент избытка воздуха за каждой поверхностью нагрева после топочной камеры подсчитывается прибавлением к α_m соответствующих присосов воздуха:

$$\alpha_i = \alpha_m + \sum_1^i \Delta\alpha_i \quad (2.2)$$

где i - номер поверхности нагрева после топки по ходу продуктов сгорания;

α_m - коэффициент избытка воздуха на выходе из топки.

Коэффициент избытка воздуха принимается в зависимости от вида топлива, способа его сжигания и конструкции топки. Поэтому прежде всего следует выбрать способ сжигания топлива и конструкцию принимаемой к установке топки.

Выбор способа сжигания топлива и конструкции (типа) топочного устройства производится в зависимости от паропроизводительности (теплопроизводительности) и конструкции котельного агрегата, а также физико-химических свойств топлива. Так для котлов любой паропроизводительности при сжигании жидкого и газообразного топлива следует применять камерные (факельные) топки. В таблице 2.2 приведены расчетные коэффициенты избытка воздуха для камерных топок.

Таблица 2.1 - Расчетные значения присосов воздуха в топку и в газоходы паровых и водогрейных котлов при номинальной нагрузке

| Топочные камеры и газоходы | Присос воздуха |
|--|----------------|
| Топочные камеры пылеугольных котлов с твердым шлакоудалением и металлической обшивкой труб экрана | 0,05 |
| то же с обмуровкой и обшивкой | 0,07 |
| без металлической обшивки | 0,1 |
| Фестон, ширмовый пароперегреватель, первый чок котлов производительностью $D > 50 \text{ т/ч}$ | 0 |
| Первый котельный пучок конвективной поверхности нагрева котлов производительностью $D \leq 50 \text{ т/ч}$ | 0,05 |
| Второй котельный пучок конвективной поверхности нагрева котлов производительностью $D \leq 50 \text{ т/ч}$ | 0,1 |
| Пароперегреватель | 0,03 |
| Водяной экономайзер котлов производительностью $D > 50 \text{ т/ч}$ | 0,02 |
| Водяной экономайзер котлов производительностью $D \leq 50 \text{ т/ч}:$ стальной | 0,08 |

| | |
|--|------|
| чугунный с обшивкой | 0,1 |
| чугунный без обшивки | 0,2 |
| Воздухоподогреватели трубчатые, на каждую ступень: | |
| для котлов с $D > 50$ т/ч | 0,03 |
| для котлов с $D \leq 50$ т/ч | 0,06 |
| Газоходы (на каждые 10 м длины): | |
| стальные | 0,01 |
| кирпичные | 0,05 |

Таблица 2.2 - Расчетные значения коэффициента избытка воздуха на выходе из топки α_m

| Тип топки | Топливо | Значение α_m |
|-----------|-----------------|---------------------|
| Камерная | Мазут | 1,05 |
| | Природный газ | 1,1 |
| | Твердое топливо | 1,2 |

2.2 Расчет объемов воздуха и продуктов сгорания

При тепловом расчете паровых и водогрейных котлов определяются теоретические и действительные объемы воздуха и продуктов сгорания в следующей последовательности:

Определить теоретический объем воздуха, необходимого для полного сгорания:

- при сжигании твердого и жидкого топлива (м^3 воздуха/кг топлива)

$$V^0 = 0.0889(C^p + 0.375S_{\text{оп+к}}^p) + 0,265H^p - 0.0333O^p \quad (2.3)$$

- при сжигании газа (м^3 воздуха/ м^3 топлива)

$$V^0 = 0.0476 [0.5CO + 0.5H_2 + 1.5H_2S + \sum \left(m + \frac{n}{4} \right) C_m H_n - O_2] \quad (2.4)$$

где m - число атомов углерода;

n - число атомов водорода.

Определить теоретический объем азота в продуктах сгорания:

- при сжигании твердого и жидкого топлива ($\text{м}^3/\text{кг}$)

$$V_{N_2}^0 = 0.79V^0 + 0.8 \frac{N^p}{100} \quad (2.5)$$

- при сжигании газа ($\text{м}^3/\text{кг}$)

$$V_{N_2}^0 = 0.79V^0 + \frac{N_2}{100} \quad (2.6)$$

Определить объем трехатомных газов:

- при сжигании твердого и жидкого топлива

$$V_{RO_2} = 1.866 \frac{C_p + 0.375S_{\text{оп+к}}^p}{100} \quad (2.7)$$

- при сжигании газа

$$V_{RO_2} = 0,01(CO_2 + CO + H_2S + \sum mC_mH_n) \quad (2.8)$$

При расчете следует учитывать, что диоксид углерода и сернистый газ принято объединять и называть «сухие трехатомные газы», обозначая через RO_2 т. е. $RO_2 = CO_2 + SO_2$.

4. Определить теоретический объем водяных паров:

- при сжигании твердого и жидкого топлива (m^3/kg)

$$V_{H_2O}^0 = 0.111H^p + 0.0124W^p + 0.0161V^0 \quad (2.9)$$

- при сжигании газа

$$V_{H_2O}^0 = 0,01(H_2S + H_2 + \sum \frac{n}{2} C_m H_n + 0.124d_{r.m.l}) + 0,0161V^0 \quad (2.10)$$

5. Определить средний коэффициент избытка воздуха в газоходе для каждой поверхности нагрева

$$\alpha_{cp} = \frac{\alpha' + \alpha''}{2} \quad (2.11)$$

где α' - коэффициент избытка воздуха перед газоходом;

α'' - коэффициент избытка воздуха после газохода.

Определить избыточное количество воздуха для каждого газохода

$$V_{изб}^B = V^0(\alpha_{cp} - 1) \quad (2.12)$$

Определить действительный объем водяных паров для твердого и жидкого топлива m^3 , для газа m^3/m^3 по формуле:

$$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0.0161(\alpha_{cp} - 1)V^0 \quad (2.13)$$

Определить действительный суммарный объем продуктов сгорания для твердого и жидкого топлива (m^3/kg), для газа (m^3/m^3) по формуле

$$V_r = V_{RO_2} + V_{N_2}^0 + V_{изб}^B + V_{H_2O} \quad (2.14)$$

Определить объемные доли трехатомных газов и водяных паров, а также суммарную объемную долю по формулам:

$$r_{RO_2} = \frac{V_{RO_2}}{V_r} \quad (2.15)$$

$$r_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{V_r} \quad (2.16)$$

$$r_n = r_{RO_2} + r_{H_2O} \quad (2.17)$$

Результаты расчета действительных объемов продуктов сгорания по газоходам котлоагрегата сводятся в таблицу, форма которой при сжигании твердого и жидкого топлива или газа приведена в таблицу 2.3.

Таблица 2.3 Объемы продуктов сгорания, объемные доли трехатомных газов

| Величина | Расчет-ная формула | Теоретические объемы $V^0 = \dots m^3/kg$; $V_{N_2}^0 = \dots m^3/kg$; $V_{RO_2} = \dots m^3/kg$; $V_{H_2O}^0 = \dots m^3/kg$ | | | |
|--|-----------------------|--|--------------------|---------------------|---------------|
| | | Газоход | | | |
| | | Топка | Паропе-регреватель | Конвек-тивные пучки | Эко-номай-зер |
| Коэффициент избытка воздуха после поверхности нагрева | (2.1), табл. 2.1, 2.2 | | | | |
| Средний коэффициент избытка воздуха в газоходе поверхности нагрева | (2.11) | | | | |

| | | | | | |
|---|--------|--|--|--|--|
| Избыточное количество воздуха, м ³ /кг | (2.12) | | | | |
| Объем водяных паров, м ³ /кг | (2.13) | | | | |
| Полный объем продуктов сгорания, м ³ /кг | (2.14) | | | | |
| Объемная доля трехатомных газов | (2.15) | | | | |
| Объемная доля водяных паров | (2.16) | | | | |
| Суммарная объемная доля | (2.17) | | | | |

2.3 Расчет энталпий воздуха и продуктов сгорания

Количество теплоты, содержащееся в воздухе или продуктах сгорания, называют теплосодержанием (энталпией) воздуха или продуктов сгорания.

При выполнении расчетов принято энталпию воздуха и продуктов сгорания относить к 1 кг сжигаемого жидкого топлива и к 1 м³ при нормальных условиях (газообразного топлива).

Расчет энталпий продуктов сгорания производится при действительных коэффициентах избытка воздуха после каждой поверхности нагрева (значения коэффициента избытка воздуха после поверхности нагрева берутся из таблицы 2.3). Расчет следует производить для всего возможного диапазона температур после поверхностей нагрева, так как температуры эти неизвестны. В дальнейших расчетах при пользовании значениями энталпии допускается линейная интерполяция в интервале температур 100 °C. Поэтому при расчетах энталпии интервал температур не должен быть более 100 °C.

Определение энталпий воздуха и продуктов сгорания производится в такой последовательности:

1. Вычислить энталпию теоретического объема воздуха для всего выбранного диапазона температур для твердого и жидкого топлива (кДж/кг) или газа (кДж/ м³)

$$I_{\text{в}}^0 = V^0(cv)_{\text{в}} \quad (2.18)$$

где $(cv)_{\text{в}}$, - энталпия 1 м³ воздуха, кДж/ м³ принимается для каждой выбранной температуры по таблице 2.4;

V^0 - теоретический объем воздуха, необходимого для горения, принимается по таблице 2.3.

Таблица 2.4 - Энталпия 1 м³ воздуха и газообразных продуктов сгорания (кДж/м³)

| $\vartheta, {}^\circ\text{C}$ | $(cv)_{\text{RO}_2}$ | $(cv)_{\text{N}_2}$ | $(cv)_{\text{O}_2}$ | $(cv)_{\text{H}_2\text{O}}$ | $(cv)_{\text{e}}$ |
|-------------------------------|----------------------|---------------------|---------------------|-----------------------------|-------------------|
| 100 | 170 | 130 | 132 | 151 | 133 |
| 200 | 359 | 261 | 268 | 305 | 267 |
| 300 | 561 | 393 | 408 | 464 | 404 |
| 400 | 774 | 528 | 553 | 628 | 543 |
| 500 | 999 | 666 | 701 | 797 | 686 |
| 600 | 1226 | 806 | 852 | 970 | 832 |

| | | | | | |
|------|------|------|------|------|------|
| 700 | 1466 | 949 | 1008 | 1151 | 982 |
| 800 | 1709 | 1096 | 1163 | 1340 | 1134 |
| 900 | 1957 | 1247 | 1323 | 1529 | 1285 |
| 1000 | 2209 | 1398 | 1482 | 1730 | 1440 |
| 1100 | 2465 | 1550 | 1642 | 1932 | 1600 |
| 1200 | 2726 | 1701 | 1806 | 2138 | 1760 |
| 1300 | 2986 | 1856 | 1970 | 2352 | 1919 |
| 1400 | 3251 | 2016 | 2133 | 2566 | 2083 |
| 1500 | 3515 | 2171 | 2301 | 2789 | 2247 |
| 1600 | 3780 | 2331 | 2469 | 3011 | 2411 |
| 1700 | 4049 | 2490 | 2637 | 3238 | 2574 |
| 1800 | 4317 | 2650 | 2805 | 3469 | 2738 |
| 1900 | 4586 | 2814 | 2978 | 3700 | 2906 |
| 2000 | 4859 | 2973 | 3150 | 3939 | 3074 |
| 2100 | 5132 | 3137 | 3318 | 4175 | 3242 |
| 2200 | 5405 | 3301 | 3494 | 4414 | 3410 |

Определить энталпию теоретического объема продуктов сгорания для всего выбранного диапазона температур (кДж/кг или кДж/м³)

$$I_{\Gamma}^0 = V_{RO_2}(cv)_{RO_2} + V_{N_2}^0(cv)_{N_2} + V_{H_2O}^0(cv)_{H_2O} \quad (2.19)$$

где $(cv)_{RO_2}$, $(cv)_{N_2}$, $(cv)_{H_2O}$ - энталпии 1 м³ трехатомных газов, теоретического объема азота, теоретического объема водяных паров, принимаются для каждой выбранной температуры по таблице 2.4, кДж/м³;

V_{RO_2} , $V_{N_2}^0$, $V_{H_2O}^0$ – объемы трехатомных газов, теоретический объем азота и водяного пара, берутся из таблице 2.3, м³/кг или м³/м³.

Определит энталпию избыточного количества воздуха для всего выбранного диапазона температур (кДж/кг или кДж/м³)

$$I_{изб}^B = (\alpha - 1)I_{\Gamma}^0 \quad (2.20)$$

Определить энталпию продуктов сгорания при коэффициенте избытка воздуха $\alpha > 1$ (кДж/кг или кДж/м³)

$$I = I_{\Gamma}^0 + I_{изб}^B \quad (2.21)$$

Результаты расчета энталпии продуктов сгорания по газоходам котлоагрегата сводят в таблицу. Форма расчетной таблицы применительно к промышленному котлоагрегату приведена в таблицу 2.5.

Таблица 2.5 - Энталпия продуктов сгорания $I=f(v)$ кДж/кг или кДж/м³

| Поверхность нагрева | Температура после поверхности нагрева, °C | I_{Γ}^0 ф-ла (2.18) | I_{Γ}^0 ф-ла (2.19) | $I_{изб}^B$ ф-ла (2.20) | I ф-ла (2.21) |
|---------------------------------------|---|----------------------------|----------------------------|-------------------------|-----------------|
| Верх топочной камеры, фестон, $a_m =$ | 2000 | | | | |
| | 1900 | | | | |
| | 1800 | | | | |
| | 1700 | | | | |
| | 1600 | | | | |
| | 1500 | | | | |
| Верх топочной камеры, фестон, | 1400 | | | | |

| | | | | | |
|---|------|--|--|--|--|
| $\alpha_m =$ | 1300 | | | | |
| | 1200 | | | | |
| | 1100 | | | | |
| | 1000 | | | | |
| | 900 | | | | |
| | 800 | | | | |
| Пароперегреватель, $\alpha_{ne} =$ | 1000 | | | | |
| | 900 | | | | |
| | 800 | | | | |
| | 700 | | | | |
| | 600 | | | | |
| | 500 | | | | |
| Конвективные пучки, $\alpha_k =$ | 700 | | | | |
| | 600 | | | | |
| | 500 | | | | |
| | 400 | | | | |
| | 300 | | | | |
| | 200 | | | | |
| | 100 | | | | |
| Водяной экономайзер, $\alpha_{vn} =$ | 400 | | | | |
| | 300 | | | | |
| | 200 | | | | |
| | 100 | | | | |

Данные таблицы позволяют в последующих расчетах по температуре продуктов сгорания определить их энталпию

$$I_x = I_m + (t_{изв} - t_m) \frac{I_6 - I_m}{100} \quad (2.22)$$

или, наоборот, по энталпии продуктов сгорания — их температуру

$$t_x = t_m + \frac{I_{изв} - I_m}{I_6 - I_m} 100 \quad (2.23)$$

При этом производится линейная интерполяция в интервале температуры 100 °C. В формулах (2.22) и (2.23) I_6, I_m - энталпии соответствующие большей и меньшей температурам искомого интервала температур, приведенным в таблице 2.5; $t_{изв}$ - температура, для которой вычисляется энталпия, °C; t_m - температура, соответствующая меньшей энталпии искомого интервала, °C; $I_{изв}$ — энталпия, по значению которой определяется температура.

По данным таблицы 2.5 на миллиметровой бумаге строится график зависимости энталпии от температуры I - t.

3. Расчетный тепловой баланс и расход топлива

3.1 Расчет потерь теплоты

При работе парового или водогрейного котла вся поступившая в него теплота расходуется на выработку полезной теплоты, содержащейся в паре или горячей воде, и на покрытие различных потерь теплоты. Суммарное количество теплоты, поступившее в котельный агрегат, называют располагаемой теплотой и обозначают Q_p^p . Между

теплотой, поступившей в котельный агрегат и покинувшей его, должно существовать равенство. Теплота, покинувшая котельный агрегат, представляет собой сумму полезной теплоты и потерь теплоты, связанных с технологическим процессом выработки пара или горячей воды. Следовательно, тепловой баланс котла для 1 кг сжигаемого твердого и жидкого топлива или 1 м³ газа при нормальных условиях имеет вид

$$Q_p^p = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 \quad (3.1)$$

где Q_p^p — располагаемая теплота кДж/кг или кДж/м³;

Q_1 — полезная теплота содержащаяся в паре или горячей воде, кДж/кг или кДж/м³;

Q_2, Q_3, Q_4, Q_5 — потери теплоты с уходящими газами, от химической неполноты сгорания, от механической неполноты сгорания, от наружного охлаждения кДж/кг или кДж/м³.

Тепловой баланс котла составляется применительно к установившемуся тепловому режиму, а потери теплоты выражаются в процентах располагаемой теплоты:

$$q_i = \frac{Q_1}{Q_p^p} \quad (3.2)$$

Потеря теплоты с уходящими газами (q_2) обусловлена тем, что температура продуктов сгорания, покидающих котельный агрегат, значительно выше температуры окружающего атмосферного воздуха. Потеря теплоты с уходящими газами зависит от вида сжигаемого топлива, коэффициента избытка воздуха в уходящих газах, температуры уходящих газов, чистоты наружных и внутренних поверхностей нагрева, температуры воздуха, забираемого дутьевым вентилятором.

Потеря теплоты с уходящими газами определяется по формуле

$$q_2 = \frac{(I_{yx} - \alpha_{yx} I_{x,b}^0)(100 - q_4)}{Q_p^p} \quad (3.3)$$

где I_{yx} — энталпия уходящих газов, таблице 2.5 при соответствующих значениях α_{yx} и выбранной температуре уходящих газов, кДж/кг или кДж/м³;

$I_{x,b}^0$ — энталпия теоретического объема холодного воздуха, определяется при $t_b = 30^\circ\text{C}$ по формуле (3.4), кДж/кг или кДж/м³,

α_{yx} — коэффициент избытка воздуха в уходящих газах, берется из таблице 2.1 в сечении газохода после последней поверхности нагрева;

q_4 — потеря теплоты от механической неполноты горения, при сжигании газа и мазута $q_4 = 0$ (таблице 3.1).

Энталпия теоретического объема холодного воздуха при температуре 30°C (кДж/кг или кДж/м³).

$$I_{x,b}^0 = 39,8V^0 \quad (3.4)$$

Потеря теплоты от химической неполноты сгорания q_3 , обусловлена появлением в уходящих газах горючих газов CO, H_2, CH_4 . Потеря теплоты от химической неполноты горения зависит от вида топлива и содержания в нем летучих, способа сжигания топлива и конструкции топки, коэффициента избытка воздуха в топке, от уровня и распределения температуры в топочной камере, организации смесеобразовательных процессов в топке (горелке и топочной камере) (таблице 3.1).

Потеря теплоты от механической неполноты сгорания q_4 отсутствует при сжигании газа и мазута.

Таблица 3.1 - Расчетные характеристики камерных топок при сжигании газа, мазута и твердого топлива

| Топливо | Удельная нагрузка топочного объема, кВт/м ³ для котлов производительностью (т/ч) | Потери от неполноты горения, % |
|---------|---|--------------------------------|
|---------|---|--------------------------------|

| | 25 - 50 | 75 - 400 | механической | химической |
|-----------------|---------|----------|--------------|------------|
| Мазут | 405 | 350 | 0 | 0,5 |
| Природный газ | 465 | 350 | 0 | 0,5 |
| Твердое топливо | ≈250 | 180 | 3 | 0 - 0,5 |

Потеря теплоты от наружного охлаждения (q_5) обусловлена передачей теплоты от обмуровки агрегата наружному воздуху, имеющему более низкую температуру. Потеря теплоты от наружного охлаждения зависит от теплопроводности обмуровки, ее толщины, поверхности стен, приходящейся на единицу паропроизводительности парового или теплопроизводительности водогрейного котла.

Потеря теплоты от наружного охлаждения (в %) определяется по формулам:

- для парового котла

$$q_5^{\text{П.К.}} = q_{5\text{ном}}^{\text{П.К.}} \frac{D_{\text{ном}}}{D} \quad (3.5)$$

- для водогрейного котла

$$q_5^{\text{В.К.}} = q_{5\text{ном}}^{\text{В.К.}} \frac{N_{\text{ном}}}{N} \quad (3.6)$$

где $q_{5\text{ном}}^{\text{П.К.}}$, $q_{5\text{ном}}^{\text{В.К.}}$ – потери теплоты от наружного охлаждения при номинальной нагрузке парового и водогрейного котла, определяются по таблице 3.2 и 3.3 соответственно;

$D_{\text{ном}}$ – номинальная нагрузка парового котла, т/ч;

D – расчетная нагрузка парового котла т/ч;

$N_{\text{ном}}$ – номинальная мощность водогрейного котла т/ч;

N – расчетная мощность водогрейного котла т/ч.

Таблица 3.2 - Потеря теплоты от наружного охлаждения парового котла

| Номинальная производительность котла, кг/с (т/ч) | Потеря теплоты, % | |
|---|-------------------|----------------------------------|
| | Собственно котел | Котел с хвостовыми поверхностями |
| 0,55 (2) | 3,4 | 3,8 |
| 1,11 (4) | 3,1 | 2,9 |
| 1,67 (6) | 1,6 | 2,4 |
| 2,22 (8) | 1,2 | 2,0 |
| 2,78 (10) | | 1,7 |
| 4,16 (15) | | 1,5 |
| 5,55 (20) | | 1,3 |
| 8,33 (30) | | 1,2 |
| 11,11 (40) | | 1,0 |
| 16,66 (60) | | 0,9 |
| 22,22 (80) | | 0,8 |
| 27,77 (100) | | 0,7 |
| 55,55 (200) | | 0,6 |
| 83,33 (300) | | 0,5 |

Таблица 3.3 - Потеря теплоты от наружного охлаждения водогрейного котла (ориентировочно)

| Номинальная мощность котла, МВт | 1 | 2 | 3 | 5 | 10 | 20 | 30 | 40 | 60 | 100 |
|---------------------------------|---|---|---|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| Потеря, % | 5 | 3 | 2 | 1,7 | 1,5 | 1,2 | 1,0 | 0,9 | 0,7 | 0,5 |

3.2 Расчет КПД и расхода топлива

Коэффициентом полезного действия (КПД) парового или водогрейного котла называют отношение полезной теплоты к располагаемой теплоте. Не вся полезная теплота, выработанная агрегатом, направляется к потребителю. Часть выработанной теплоты в виде пара и электрической энергии расходуется на собственные нужды. Так, например, на собственные нужды расходуется пар для привода питательных насосов, на обдувку поверхностей нагрева и т.д., а электрическая энергия для привода дымососа, вентилятора, питателей топлива, мельниц системы пылеприготовления и т.д. Под расходом на собственные нужды понимают расход всех видов энергии, затраченной на производство пара или горячей воды. Поэтому различают КПД агрегата нетто и брутто. Если КПД агрегата определяется по выработанной теплоте, то его называют брутто, а если по отпущенной теплоте - нетто.

КПД брутто котельного агрегата (%) можно определить по уравнению прямого баланса:

- для парового котла

$$\eta_{бр} = \frac{Q_{пк}}{Q_p^p B_{пк}} 100; \quad (3.7)$$

- для водогрейного котла

$$\eta_{бр} = \frac{Q_{вк}}{Q_p^p B_{вк}} 100; \quad (3.8)$$

где $Q_{пк}$ – полезная мощность парового котла, кВт;

$Q_{вк}$ – полезная мощность водогрейного котла, кВт;

$B_{пк}, B_{вк}$ – расход топлива паровым и водогрейным котлом, кг/с или $\text{м}^3/\text{с}$;

Q_p^p – располагаемая теплота, кДж/кг или $\text{кДж}/\text{м}^3$.

КПД парового или водогрейного котла, работающего на жидким или газообразном топливе, по уравнению обратного баланса (%)

$$\eta_{бр} = 100 - (q_2 + q_3 + q_5). \quad (3.9)$$

При тепловом расчете парового или водогрейного котла тепловой баланс составляет для определения КПД брутто и расчетного расхода топлива.

Расчет рекомендуется производить в следующей последовательности:

1. Определить располагаемую теплоту:

- для жидкого и твердого топлива (кДж/кг)

$$Q_p^p = Q_h^p + i_{тл} + Q_\phi; \quad (3.10)$$

- для газообразного топлива (кДж/ м^3)

$$Q_p^p = Q_h^c; \quad (3.11)$$

где Q_h^p – низшая теплота сгорания жидкого или твердого топлива, кДж/кг, принимается по табл. П.1;

Q_h^c – низшая теплота сгорания сухой массы газа, кДж/ м^3 принимается по табл. П.2;

$i_{тл}$ – физическая теплота, внесенная топливом, кДж/кг;

Q_ϕ – теплота, вносимая в агрегат при паровом распыливании жидкого топлива, кДж/кг.

Физическая теплота топлива учитывается только при его предварительном подогреве от постороннего источника теплота (паровой подогрев мазута (кДж/кг) по формуле:

$$i_{\text{тл}} = c_{\text{тл}} t_{\text{тл}} \quad (3.12)$$

где $t_{\text{тл}}$ — температура топлива, °С (для мазута в зависимости от его вязкости 90—130°С);

$c_{\text{тл}}$ — удельная теплоемкость топлива, кДж/(кг*К).

Удельная теплоемкость мазута:

$$c_{\text{тл}}^M = 1,74 + 0,0025t_{\text{тл}}. \quad (3.13)$$

Теплота, вносимая в агрегат через форсунку при паровом распыливании жидкого топлива (кДж/кг):

$$Q_{\phi} = 0,35(i_{\phi} - 2520), \quad (3.14)$$

где i_{ϕ} — энталпия пара, расходуемого на распыливание топлива, определяется из таблиц для водяного пара по его параметрам, кДж/кг.

2. Определить потерю теплоты с уходящими газами по формуле (3.3).

Для парогенераторов низкого давления с хвостовыми поверхностями нагрева температуру уходящих газов рекомендуется принимать не менее следующих значений (°С):

Природный газ..... 120-130

Мазут..... 150-160

3. Определить потерю теплоты от химической неполноты сгорания (таблице 3.1).

4. Определить потерю теплоты от наружного охлаждения по формулам (3.5), (3.6).

5. Вычислить полезную мощность парового или водогрейного котла (кВт) по формулам:

$$Q_{\text{пк}} = D_{\text{п.п.}}(i_{\text{п.п.}} - i_{\text{п.в.}}) + D_{\text{пп}}(i_{\text{пп}} - i_{\text{п.в.}}) + 0,01P(D_{\text{п.п.}} + D_{\text{пп}})(i_{\text{кип}} - i_{\text{п.в.}}); \quad (3.15)$$

$$Q_{\text{вк}} = G_{\text{в}}(i_{\text{гв}} - i_{\text{хв}}), \quad (3.16)$$

где $D_{\text{п.п.}}$ — расход выработанного перегретого пара, кг/с;

$D_{\text{пп}}$ — расход выработанного насыщенного пара, кг/с;

$i_{\text{п.п.}}, i_{\text{п.в.}}, i_{\text{пп}}, i_{\text{кип}}$ — энталпия перегретого пара, питательной воды на входе в индивидуальный водяной экономайзер, насыщенного пара и кипящей воды в барабане котла, кДж/кг;

P — непрерывная продувка парового котла, %, учитывается только при $P \geq 2$ %, величину P принимаем равной 3%;

$G_{\text{в}}$ — расход воды через водогрейный котел, кг/с;

$i_{\text{хв}}, i_{\text{гв}}$ — энталпия холодной и горячей воды (на входе и выходе водогрейного котла), кДж/кг.

6. Вычислить КПД брутто парового или водогрейного котла (%) из уравнения обратного теплового баланса (3.9).

7. Подсчитать расход топлива (кг/с или $\text{м}^3/\text{с}$), подаваемого в топку парового или водогрейного котла, из уравнения прямого теплового баланса:

$$B_{\text{пк}} = \frac{Q_{\text{пк}}}{Q_p^p \eta_{\text{бр}}} 100 \quad (3.17)$$

$$B_{\text{вк}} = \frac{Q_{\text{вк}}}{Q_p^p \eta_{\text{бр}}} 100 \quad (3.18)$$

8. Определить расчетный расход топлива (кг/с или $\text{м}^3/\text{с}$) для газа, мазута и твердого топлива

$$B_p = B_{\text{пк}} \text{ или } B_p = B_{\text{вк}}. \quad (3.19)$$

9. В заключении определяем коэффициент сохранения теплоты

$$\varphi = 1 - \frac{q_5}{\eta_{\text{бр}} + q_5}. \quad (3.20)$$

Список используемой литературы

1. Байков А.С. Конспект лекций по курсу «Теплоэнергетические установки и системы» Оренбург, 2013 г.
2. В.М. Токарев. Тепловой расчет котельного агрегата. Учебное пособие к курсовому проекту. Челябинск. 2011 г. – 41 с.
3. Бойко, Е. А. и др. Котельные установки и парогенераторы (тепловой расчет парового котла): Учебное пособие / Е. А. Бойко, И. С. Деринг, Т. И. Охорзина. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2005. - 96 с.
4. Фокин В.М. Теплогенерирующие установки систем теплоснабжения. М.: «Издательство Машиностроение-1», 2006. 240 с.
5. Блинов Е.А. Котельные установки и парогенераторы: Методические указания к выполнению курсового проекта. - СПб.: СЗТУ, 2004. - 35 с.
6. Эстеркин Р.И. Котельные установки. Курсовое и дипломное проектирование: Учеб. пособ. для техникумов. Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1989.
7. Эстеркин Р.И. Промышленные парогенерирующие установки.
8. Эстеркин Р.И. Промышленные котельные установки: Учебник для техникумов. - 2-е изд., перераб. и доп. Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1985.
9. Роддатис К.Ф. Полтарецкий А.Н. Справочник по котельным установкам малой производительности/ Под ред. К.Ф. Роддатис. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 488 с.: ил.

Таблица П.1- Расчетные характеристики некоторых твердых и жидкых топлив

| Топливо | Марка топлива | Состав рабочей массы топлива, % | | | | | | | Низшая теплота сгорания Q_n^p , кДж/кг |
|---------|------------------|---------------------------------|-------|-----------------|-------|-------|-------|-------|--|
| | | W^p | A^p | $S_{op+\kappa}$ | C^p | H^p | N^p | O^p | |
| Мазут | Низкосернистый | 0,15 | 0,03 | 0,39 | 87,33 | 11,9 | - | 0,2 | 41680 |
| | Малосернистый | 3,0 | 0,05 | 0,3 | 84,65 | 11,7 | - | 0,3 | 40280 |
| | Сернистый | 3,0 | 0,10 | 1,4 | 83,80 | 11,2 | - | 0,5 | 39730 |
| | Высокосернистый | 3,0 | 0,10 | 2,8 | 83,00 | 10,4 | - | 0,7 | 38770 |
| Уголь | Донецкий Д | 13,0 | 21,8 | 3,0 | 49,3 | 3,6 | 1,0 | 8,3 | 19610 |
| | Донецкий | 14,0 | 25,8 | 3,9 | 44,8 | 3,4 | 1,0 | 7,1 | 17766 |
| | Донецкий Г | 8,0 | 23,0 | 3,2 | 55,2 | 3,8 | 1,0 | 5,8 | 22040 |
| | Донецкий Т | 5,0 | 23,8 | 2,8 | 62,7 | 3,1 | 0,9 | 1,7 | 24218 |
| | Кузнецкий Д | 12,0 | 13,2 | 0,3 | 58,7 | 4,2 | 1,9 | 9,7 | 22835 |
| | Кузнецкий Г | 8,5 | 11,0 | 0,5 | 66,0 | 4,7 | 1,8 | 7,5 | 26146 |
| | Грамотеинский Г | 14,0 | 9,5 | 0,5 | 59,5 | 4,0 | 1,5 | 11,0 | 22836 |
| | Кедровский СС | 10,0 | 11,3 | 0,5 | 67,7 | 3,6 | 1,6 | 5,3 | 25894 |
| | Краснобродский Т | 10,0 | 16,2 | 0,3 | 65,7 | 3,0 | 1,7 | 3,1 | 24721 |
| | Томусинский СС | 12,0 | 18,9 | 0,4 | 59,1 | 3,4 | 1,7 | 4,5 | 22584 |
| | Карагандинский К | 8,0 | 27,6 | 0,8 | 54,7 | 3,3 | 0,8 | 4,8 | 21327 |
| | Экибастузский СС | 7,0 | 38,1 | 0,8 | 43,4 | 2,9 | 0,8 | 7,0 | 16760 |
| | Ленгерский Б3 | 29,0 | 11,4 | 1,7 | 45,0 | 2,6 | 0,4 | 9,9 | 16131 |
| | Подмосковный Б2 | 32,0 | 25,2 | 2,7 | 28,7 | 2,2 | 0,6 | 8,6 | 10433 |
| | Воркутинский Ж | 5,5 | 23,6 | 0,8 | 59,6 | 3,8 | 1,3 | 5,4 | 23673 |
| | Бабаевский Б1 | 56,5 | 7,0 | 0,5 | 25,4 | 2,4 | 0,2 | 8,0 | 8757 |
| | Кизеловский Г | 6,0 | 31,0 | 6,1 | 48,5 | 3,6 | 0,8 | 4,0 | 19700 |
| | Челябинский Б3 | 18,0 | 29,5 | 1,0 | 37,3 | 2,8 | 0,9 | 10,5 | 13953 |
| | Егоршинский ПА | 8,0 | 23,9 | 0,4 | 60,3 | 2,5 | 0,9 | 4,0 | 22416 |
| | Волчанский Б3 | 22,0 | 33,2 | 0,2 | 28,7 | 2,3 | 0,5 | 13,1 | 9972 |
| | Веселовский Б3 | 24,0 | 30,4 | 0,4 | 29,9 | 2,3 | 0,5 | 12,5 | 10391 |
| | Ткибульский Г | 13,0 | 27,0 | 1,3 | 45,4 | 3,5 | 0,9 | 8,9 | 17933 |
| | Ангренский Б2 | 34,5 | 13,1 | 1,3 | 39,8 | 2,0 | 0,2 | 9,1 | 13827 |
| | Кокянгакский Д | 10,5 | 17,9 | 1,7 | 55,8 | 3,7 | 0,6 | 9,8 | 21540 |
| | Итатское Б1 | 40,5 | 6,8 | 0,4 | 36,6 | 2,6 | 0,4 | 12,7 | 12810 |
| | Черногорское Д | 14,0 | 21,5 | 0,5 | 49,7 | 3,3 | 1,3 | 9,7 | 18840 |
| | Черемховское Д | 15,0 | 29,8 | 0,9 | 42,5 | 3,1 | 0,6 | 8,1 | 16410 |
| | Азейское Б3 | 25,0 | 16,5 | 0,5 | 42,7 | 3,1 | 0,9 | 11,3 | 15990 |
| | Каахемское Г | 5,0 | 14,3 | 0,4 | 65 | 4,8 | 1,0 | 9,5 | 25410 |

Таблица П.2 - Расчетные характеристики природных газов

| Газопровод | Состав газа по объему, % | | | | | | | Низшая теплота сгорания сухого газа, кДж/м ³ | Плотность газа при нормальных условиях, кг/м ³ |
|--------------------------------------|--------------------------|-------------------------------|-------------------------------|--------------------------------|--|----------------|-----------------|---|---|
| | CH ₄ | C ₂ H ₆ | C ₃ H ₈ | C ₄ H ₁₀ | C ₅ H ₁₂ и более | N ₂ | CO ₂ | | |
| Саратов–Москва | 84,5 | 3,8 | 1,9 | 0,9 | 0,3 | 7,8 | 0,8 | 35800 | 0,837 |
| Саратов–Горький | 91,9 | 2,1 | 1,3 | 0,4 | 0,1 | 3,0 | 1,2 | 36130 | 0,786 |
| Ставрополь–Москва | | | | | | | | | |
| 1-я нитка | 93,8 | 2,0 | 0,8 | 0,3 | 0,1 | 2,6 | 0,4 | 36090 | 0,764 |
| 2-я нитка | 92,8 | 2,8 | 0,9 | 0,4 | 0,1 | 2,5 | 0,5 | 36550 | 0,772 |
| 3-я нитка | 91,2 | 3,9 | 1,2 | 0,5 | 0,1 | 2,6 | 0,5 | 35340 | 0,786 |
| Серпухов–Ленинград | 89,7 | 5,2 | 1,7 | 0,5 | 0,1 | 2,7 | 0,1 | 37430 | 0,799 |
| Гоголево–Полтава | 85,8 | 0,2 | 0,1 | 0,1 | 0 | 13,7 | 0,1 | 30980 | 0,789 |
| Дашава–Киев | 98,9 | 0,3 | 0,1 | 0,1 | 0 | 0,4 | 0,2 | 35880 | 0,712 |
| Рудки–Минск–Вильнюс | 95,6 | 0,7 | 0,4 | 0,2 | 0,2 | 2,8 | 0,1 | 35500 | 0,740 |
| Угерско–Львов, Угерско–Гнездичи–Киев | 98,5 | 0,2 | 0,1 | 0 | 0 | 1,0 | 0,2 | 35500 | 0,722 |
| Брянск–Москва | 92,8 | 3,9 | 1,1 | 0,4 | 0,1 | 1,6 | 0,1 | 37300 | 0,776 |
| Шебелинка–Днепропетровск | 92,8 | 3,9 | 1,0 | 0,4 | 0,3 | 1,5 | 0,1 | 37300 | 0,781 |
| Шебелинка–Брянск–Москва | 94,1 | 3,1 | 0,6 | 0,2 | 0,8 | 1,2 | – | 37870 | 0,776 |
| Кумертау–Ишимбай–Магнитогорск | 81,7 | 5,3 | 2,9 | 0,9 | 0,3 | 8,8 | 0,1 | 36800 | 0,858 |
| Промысловка–Астрахань | 97,1 | 0,3 | 0,1 | 0 | 0 | 2,4 | 0,1 | 35040 | 0,733 |
| Газли–Коган | 95,4 | 2,6 | 0,3 | 0,2 | 0,2 | 1,1 | 0,2 | 36590 | 0,750 |
| Джаркак–Ташкент | 95,5 | 2,7 | 0,4 | 0,2 | 0,1 | 1,0 | 0,1 | 36680 | 0,748 |
| Газли–Коган–Ташкент | 94,0 | 2,8 | 0,4 | 0,3 | 0,1 | 2,0 | 0,4 | 36260 | 0,751 |
| Ставрополь–Невинномысск–Грозный | 98,2 | 0,4 | 0,1 | 0,1 | 0 | 1,0 | 0,2 | 35630 | 0,728 |
| Саушино–Лог–Волгоград | 96,1 | 0,7 | 0,1 | 0,1 | 0 | 2,8 | 0,2 | 35130 | 0,741 |
| Коробки–Лог–Волгоград | 93,2 | 1,9 | 0,8 | 0,3 | 0,1 | 3,0 | 0,7 | 35840 | 0,766 |
| Карадаг–Тбилиси–Ереван | 93,9 | 3,1 | 1,1 | 0,3 | 0,1 | 1,3 | 0,2 | 37090 | 0,766 |
| Бухара–Урал | 94,9 | 3,2 | 0,4 | 0,1 | 0,1 | 0,9 | 0,4 | 36720 | 0,758 |
| Урицк–Сторожовка | 91,9 | 2,4 | 1,1 | 0,8 | 0,1 | 3,2 | 0,5 | 36470 | 0,789 |
| Линево–Кологrivovka–Вольск | 93,2 | 2,6 | 1,2 | 0,7 | – | 2,0 | 0,3 | 37010 | 0,782 |
| Средняя Азия–Центр | 93,8 | 3,6 | 0,7 | 0,2 | 0,4 | 0,7 | 0,6 | 37550 | 0,776 |
| Уренгой–Помары–Ужгород | 98,4 | 0,1 | – | – | – | 1,2 | 0,3 | 41750 | 0,838 |
| Оренбург–Совхозное | 91,4 | 4,1 | 1,9 | 0,6 | – | 0,2 | 0,7 | 38020 | 0,883 |
| Игрим–Пунга–Серов–Нижний Тагил | 95,7 | 1,9 | 0,5 | 0,3 | 0,1 | 1,3 | – | 36470 | 0,741 |
| Первомайск–Сторожовка | 62,4 | 3,6 | 2,6 | 0,9 | 0,2 | 30,2 | 0,1 | 28300 | 0,932 |
| Якутск–Усть–Вилюй | 94,8 | 2,3 | 0,8 | 0,5 | 0,1 | 0,3 | 1,2 | 34370 | 0,764 |
| Оренбург–Александров Гай | 86,43 | 3,9 | 1,72 | 0,87 | 0,37 | 6,7 | 0,01 | 36800 | |
| Казань–Бугульма–Альметьевск | 53,6 | 22,8 | 6,1 | 0,9 | 0,2 | 15,8 | 0,2 | 40610 | |
| Туймазы–Уфа | 50 | 22 | 9,8 | 1,2 | 0,4 | 16,6 | – | 43040 | |
| Ярино–Пермь | 38 | 25,1 | 12,5 | 3,3 | 1,3 | 18,7 | – | 46890 | |
| Каменный Лог–Пермь | 38,7 | 22,6 | 10,7 | 2,7 | 0,7 | 23,8 | – | 42370 | |

Таблица 4.1 - Задание на РГР

| № | Котлоагрегат | D, т/ч N, МВт | Пар Гор. вода | Топливо |
|-----|--------------|------------------|------------------|---------------------------------|
| 1. | ДКВр 2,5-13 | 2,32 | насыщ. | Саратов-Москва |
| 2. | Е-1/9-1Г | 0,98 | насыщ. | Газли-Коган-Ташкент |
| 3. | БГМ-35М | 34 | перегр. | Ставрополь-Невинномысск-Грозный |
| 4. | ДКВр 4-13 | 3,91 | насыщ. | Саратов-Горький |
| 5. | КРШ-6,5-13 | 6,2 | перегр. | Челябинский БЗ |
| 6. | ВВД 200-13 | 5,92 | перегр.(350 °C) | Кокянгакский Д |
| 7. | КЕ-2,5-14С | 2,4 | насыщ. | Донецкий |
| 8. | ДКВр 6,5-13 | 6,33 | насыщ. | Ставрополь-Москва 1-я нитка |
| 9. | ГМ-50-1 | 48 | перегр. | Саушино-Лог-Волгоград |
| 10. | КЕ-10-14-С | 8,58 | насыщ. | Ленгерский БЗ |
| 11. | ДКВр 10-13 | 8,9 | насыщ. | Серпухов-Ленинград |
| 12. | КВ-Г-4-150 | 4,1 | гор. вода | Линево-Кологrivovka-Вольск |
| 13. | Е-1/9-1Г | 0,88 | насыщ. | Каменный Лог-Пермь |
| 14. | ДКВр 6,5-13 | 6,1 | насыщ. | Мазут высокосернистый |
| 15. | ТВГ-8 | 9,1 | гор. вода | Урицк-Сторожевка |
| 16. | ДЕ 10-14 | 8,76 | насыщ. | Якутск-Усть-Вилюй |
| 17. | ДКВр 20-13 | 18,7 | насыщ. | Гоголево-Полтава |
| 18. | КРШ-6,5-13 | 5,4 | насыщ. | Азейское БЗ |
| 19. | ПТВМ-50 | 52,7 | гор. вода | Уренгой-Помары-Ужгород |
| 20. | К-50-40-1 | 46 | перегр. | Грамотеинский Г |
| 21. | ДКВр 2,5-13 | 2,41 | насыщ. | Мазут малосернистый |
| 22. | Е-1/9-1 | 0,91 | насыщ. | Краснобродский Т |
| 23. | К-50-40/14 | 42 | перегр. | Кедровский СС |
| 24. | ДКВр 4-13 | 3,8 | насыщ. | Мазут сернистый |
| 25. | ВВД 140-13 | 3,8 | перегр.(250 °C) | Волчанский БЗ |
| 26. | ТВГ-4 | 4,3 | гор. вода | Бухара-Урал |
| 27. | ДКВр 4-13 | 3,64 | перегр. | Дашава-Киев |
| 28. | КВ-ГМ-20 | 23 | гор. вода | Мазут высокосернистый |
| 29. | КЕ-10-14С | 9,13 | насыщ. | Кузнецкий Д |
| 30. | ПТВМ-100 | 98,8 | гор. вода | Оренбург-Совхозное |
| 31. | ДКВр 6,5-13 | 5,88 | перегр. | Рудки-Минск-Вильнюс |
| 32. | БКЗ-75-39ГМА | 72 | перегр. | Карадаг-Тбилиси-Ереван |
| 33. | ДКВр 10-13 | 8,3 | перегр. | Ставрополь-Москва 2-я нитка |
| 34. | КЕ-4-14С | 3,45 | насыщ. | Карагандинский К |
| 35. | КРШ-6,5-13 | 6,32 | перегр. | Каахемское Г |
| 36. | ДКВр 20-13 | 18,1 | перегр. | Ставрополь-Москва 3-я нитка |
| 37. | ГМ-50-14 | 77,5 | перегр. | Коробки-Лог-Волгоград |
| 38. | КРШ-2-13 | 2 | насыщ. | Итатское Б1 |
| 39. | ДКВр 35-13 | 33,5 | перегр. | Угерско-Львов |
| 40. | ВВД 140-13 | 4 | перегр.(350 °C) | Ангренский Б2 |
| 41. | КЕ-4-14С | 3,94 | насыщ. | Донецкий Г |
| 42. | КРШ-4-13 | 3,7 | насыщ. | Черногорское Д |
| 43. | Е-1/9-1 | 0,96 | насыщ. | Донецкий Д |
| 44. | ДКВр 6,5-23 | 4,2 | насыщ. | Брянск-Москва |
| 45. | КРШ-4-13 | 3,98 | насыщ. | Воркутинский Ж |
| 46. | ТВГ-8 | 8,5 | гор. вода | Казань-Бугульма-Альметьевск |
| 47. | КЕ-6,5-14С | 5,87 | насыщ. | Экибастузский СС |

| | | | | |
|-----|--------------|-------|-----------------|--------------------------------|
| 48. | ДКВр 6,5-23 | 6,4 | перегр. | Шебелинка-Днепропетровск |
| 49. | КВ-Г-6,5-150 | 7,4 | гор. вода | Средняя Азия-Центр |
| 50. | КЕ-6,5-14С | 6,1 | насыщ. | Донецкий Т |
| 51. | ДКВр 10-23 | 8,2 | насыщ. | Шебелинка-Брянск-Москва |
| 52. | КВ-ГМ-6,5 | 7,56 | гор. вода | Мазут сернистый |
| 53. | КРШ-4-13 | 3,76 | перегр. | Бабаевский Б1 |
| 54. | ДЕ 4-14 | 3,23 | насыщ. | Игрим-Пунга-Серов-Нижний Тагил |
| 55. | ВВД 200-13 | 6,1 | перегр.(250 °C) | Веселовский Б3 |
| 56. | ТВГ-4 | 3,9 | гор. вода | Оренбург-Александров Гай |
| 57. | КРШ-6,5-13 | 6 | насыщ. | Кизеловский Г |
| 58. | ДКВр 10-23 | 8,0 | перегр. | Кумертау-Ишимбай-Магнитогорск |
| 59. | Е-1/9-1ГМ | 0,9 | насыщ. | Мазут низкосернистый |
| 60. | ВВД 80-13 | 2 | перегр.(250 °C) | Егоршинский ПА |
| 61. | ДКВр 20-23 | 8,2 | насыщ. | Промысловка-Астрахань |
| 62. | ДЕ 6,5-14 | 4,83 | насыщ. | Первомайск-Сторожовка |
| 63. | ДКВр 20-23 | 8,0 | перегр. | Газли-Коган |
| 64. | КРШ-4-13 | 3,81 | перегр. | Черемховское Д |
| 65. | ВВД 80-13 | 1,84 | перегр.(350 °C) | Ткибульский Г |
| 66. | ДКВР-10-39 | 9,6 | перегр. | Джаркак-Ташкент |
| 67. | КВ-Г-4-150 | 3,5 | гор. вода | Туймазы-Уфа |
| 68. | КВ-Г-6,5-150 | 7 | гор. вода | Ярино-Пермь |
| 69. | К-35-40 | 31,84 | перегр. | Кузнецкий Г |
| 70. | КЕ-2,5-14С | 2,2 | насыщ. | Томусинский СС |
| 71. | КРШ-2-13 | 1,98 | насыщ. | Подмосковный Б2 |
| 72. | КВ-ГМ-4 | 4,65 | гор. вода | Мазут малосернистый |

2.3 Порядок выполнения заданий

1. Изучить теоретический материал необходимый для выполнения контрольной работы или расчетно-графической работы.
2. Выписать в соответствии со своим вариантом, полученного ранее от ведущего преподавателя, необходимые задачи.
3. Решить задачи.
4. Проверить правильность решения с ответами указанными в конце каждой задачи.
5. Оформить решение.
6. Сдать на проверку ведущему преподавателю.

2.4 Пример выполнения задания

Задача 1.1. Определить состав рабочей массы челябинского угля марки Б3, если его элементарный состав горючей массы: $C^r = 71,5\%$; $H^r = 5,2\%$; $S^r_{\text{н}} = (S^r_{\text{op}} + S^r_{\text{к}}) = 2,7\%$; $N^r = 1,7\%$; $O^r = 18,9\%$, зольность по сухой массе $A^c = 34\%$ и влажность рабочая $W^p = 17\%$.

Решение. Зольность рабочей массы топлива определяем по формуле пересчета из табл. 1.1.

$$A^p = A^c \frac{100 - W^p}{100} = 34 \frac{100 - 17}{100} = 28.2\%.$$

Элементарный состав рабочей массы топлива находим, пользуясь формулами пересчета из табл. 1.1.

$$C^p = C^e \frac{100 - (A^p + W^p)}{100} = 71,5 \frac{100 - (28,2 + 17)}{100} = 39,2\%;$$

$$H^p = H^e \frac{100 - (A^p + W^p)}{100} = 5,2 \frac{100 - (28,2 + 17)}{100} = 2,8\%;$$

$$S_{\text{н}}^p = S_{\text{н}}^e \frac{100 - (A^p + W^p)}{100} = 2,7 \frac{100 - (28,2 + 17)}{100} = 1,5\%;$$

$$N^p = N^e \frac{100 - (A^p + W^p)}{100} = 1,7 \frac{100 - (28,2 + 17)}{100} = 0,9\%;$$

$$O^p = O^e \frac{100 - (A^p + W^p)}{100} = 18,9 \frac{100 - (28,2 + 17)}{100} = 10,4\%.$$

Для проверки точности вычислений просуммируем составляющие элементы рабочей массы топлива:

$$C^p + H^p + S_{\text{н}}^p + N^p + O^p + A^p + W^p = 39,2 + 2,8 + 1,5 + 0,9 + 10,4 + 28,2 + 17 = 100\%.$$

Задача 2.1. В топке котельного агрегата паропроизводительностью $D=13,5$ кг/с сжигается подмосковный уголь состава: $C^p=29,1\%$; $H^p=2,2\%$; $S_{\text{н}}^p=2,9\%$; $N^p=0,6\%$; $O^p=8,7\%$; $A^p=23,5\%$; $W^p=33\%$. Составить тепловой баланс котельного агрегата, если температура топлива при входе в топку $t_p=20^\circ\text{C}$, натуральный расход топлива $B=4$ кг/с, давление перегретого пара $p_{\text{п.п}}=4$ МПа, температура перегретого пара $t_{\text{п.п}}=450^\circ\text{C}$, температура питательной воды $t_{\text{п.в}}=150^\circ\text{C}$, величина непрерывной продувки $P=4\%$, теоретическое количество воздуха, необходимое для сгорания 1 кг топлива $V^o=2,98 \text{ м}^3/\text{кг}$, объем уходящих газов на выходе из последнего газохода $V_{\text{г.ух}}=4,86 \text{ м}^3/\text{кг}$, температура уходящих газов на выходе из последнего газохода $t_{\text{ух}}=160^\circ\text{C}$, средняя объемная теплоемкость газов $c_{\text{г.ух}}=1,415 \text{ кДж}/(\text{м}^3 \cdot \text{К})$, коэффициент избытка воздуха за последним газоходом $\alpha_{\text{ух}}=1,48$, температура воздуха в котельной $t_{\text{в}}=30^\circ\text{C}$, объемная теплоемкость воздуха $c_{\text{в}}=1,297 \text{ кДж}/(\text{м}^3 \cdot \text{К})$, содержание в уходящих газах окиси углерода $\text{CO}=0,2\%$ и трехатомных газов $\text{RO}_2=16,6\%$ и потери тепла от механической неполноты сгорания $q_4=4\%$. Потерями тепла с физическим теплом шлаков пренебречь.

Решение. Низшую теплоту сгорания рабочей массы топлива определяем по формуле

$$(1.9) \quad Q_{\text{н}}^p = 338C^p + 1025H^p - 108,5(O^p - S_{\text{н}}^p) - 25W^p = 338 \cdot 29,1 + 1025 \cdot 2,2 - 108,5(8,7 - 2,9) - 25 \cdot 33 = 10636 \text{ кДж/кг}.$$

Теплоемкость рабочей массы топлива – по формуле (2.5)

$$c_T^p = c_T^c (100 - W^p) / 100 + C_{H_2O} W^p / 100 = 1,088(100 - 33) / 100 + 4,19 \cdot 33 / 100 = 2,112$$

кДж/(кг·К).

Физическое тепло топлива – по формуле (2.4)

$$Q_{T,L} = c_T^P t_T = 2,112 \cdot 20 = 42 \text{ кДж/кг}.$$

Располагаемое тепло – по формуле (2.3)

$$Q_P^P = Q_H^P + Q_{TL} = 10636 + 42 = 10678 \text{ кДж/кг}.$$

Тепло, полезно использованное в котлоагрегате, – по формуле (2.9)
 $Q_1 = (D_{n,e}/B)[(i_{n,n} - i_{n,b}) + (P/100)(i_{k,b} - i_{n,b})] = (13,5/4)[(3330 - 632) + (4/100)(1087,5 - 632)] = 9181 \text{ кДж/кг}.$

$D_{n,e}=D$, так как отсутствует отбор насыщенного пара.

Энталпию пара $i_{\text{п.п}}$ находим по $i-S$ диаграмме: $i_{\text{п.п}}=3330 \text{ кДж/кг}$, энталпии питательной и котловой воды находим по приложениям 2 и 3: $i_{\text{п.в}}=632 \text{ кДж/кг}$, а $i_{\text{k.в}}=1087,5 \text{ кДж/кг}$.

Потери тепла с уходящими газами – по формуле (2.12)

$$Q_2 = \left(V_{e,yx} c_{e,yx} t_{yx} - \alpha_{yx} V^0 c_e t_e \right) (100 - q_4) / 100 = (4,86 \cdot 1,415 \cdot 160 - 1,48 \cdot 2,98 \cdot 1,297 \cdot 30) (100 - 4) / 100 = 892 \text{ кДж/кг.}$$

Потери тепла от химической неполноты сгорания – по формуле (2.14)

$$Q_3 = 237(C^p + 0,375S_L^p)CO / (RO_2 + CO) = 237(29,1 + 0,375 \cdot 2,9)0,2 / (16,6 + 0,2) = 85 \text{ кДж/кг.}$$

Потери тепла от механической неполноты сгорания – по формуле (2.17)

$$Q_4 = q_4 Q_p^p / 100 = 4 \cdot 10678 / 100 = 427 \text{ кДж/кг.}$$

Потери тепла в окружающую среду – по формуле (2.18)

$$Q_5 = Q_p^p - (Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4) = 10678 - (9181 + 892 + 85 + 427) = 93 \text{ кДж/кг.}$$

Составляющие теплового баланса в процентах:

$$q_1 = (Q_1 / Q_p^p) \cdot 100 = (9181 / 10678) \cdot 100 = 86\%;$$

$$q_2 = (Q_2 / Q_p^p) \cdot 100 = (892 / 10678) \cdot 100 = 8,3\%;$$

$$q_3 = (Q_3 / Q_p^p) \cdot 100 = (85 / 10678) \cdot 100 = 0,8\%;$$

$$q_5 = (Q_5 / Q_p^p) \cdot 100 = (93 / 10678) \cdot 100 = 0,9\%;$$

Тепловой баланс котельного агрегата

$$Q_p^p = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 = 9181 + 892 + 85 + 427 + 93 = 10678 \text{ кДж/кг или}$$

$$100\% = q_1 + q_2 + q_3 + q_4 + q_5 = 86 + 8,3 + 0,8 + 4 + 0,9 = 100\%.$$

ПРИМЕР ВЫПОЛНЕНИЯ РАСЧЕТНО-ГРАФИЧЕСКОЙ РАБОТЫ (вариант №2)

Введение

Котел – это техническое устройство, снабженное топкой обогреваемой продуктами сгорания сжигаемого топлива предназначенного для выработки пара (паровой), воды (водогрейный) с давлением выше атмосферного используемого вне его. Рабочим телом в нем для получения пара является вода, а теплоносителем служат продукты сгорания различных органических топлив (сланцев, углей, газообразных, жидких). Необходимая тепловая мощность парового котла определяется его паропроизводительностью при обеспечении установленных температуры и рабочего давления перегретого пара. При этом в топке сжигается расчетное количество топлива.

При изменении нагрузки котла номинальные температуры пара (свежего и вторично-перегретого) и, как правило, давление должны сохраняться (в заданном диапазоне нагрузок), а остальные параметры меняются.

При выполнении расчета парового котла его паропроизводительность, параметры пара и питательной воды являются заданными. Поэтому цель расчета состоит в определении температур и тепловосприятий рабочего тела и газовой среды в поверхностях нагрева заданного котла (поверочный метод).

Целью расчетно-графической работы является поверочный расчет котла или отдельных его элементов. Расчет выполняется для существующих конструкций котла с целью определения показателей его работы при переходе на другое топливо, при изменении нагрузок или параметров пара, а так же после проведенной реконструкции поверхности нагрева.

Рабочее задание

Выполнить поверочный расчет котла Е-1/9-1Г

Таблица 1 - Исходные данные.

| | |
|--|----------------------|
| Расчётная паропроизводительность котла | 0,98 т/ч (0,272 т/ч) |
| Топливо | Газли-Когант-Ташкент |
| Котельный агрегат | Е-1/9-1Г |
| Температура питательной воды | 70 |
| Продувка | 3% |

Таблица 2 - Основные расчётные параметры топлива

| Газопровод | Состав газа, % по объему | | | | | | | Q_h^c , кДж/м ³ (ккал/м ³) | p , кг/м ³ |
|--------------------------|--------------------------|-------------------------------|-------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|----------------|-----------------|--|-------------------------|
| | CH ₄ | C ₂ H ₆ | C ₃ H ₈ | C ₄ H ₁₀ | C ₅ H ₁₂ | N ₂ | CO ₂ | | |
| Газли-Когант- Ташкент | 94 | 2,8 | 0,4 | 0,3 | 0,1 | 2 | 0,4 | 36260 | 0,751 |

1 Описание котла Е-1/9-1Г

Двухбарабанные водотрубные котлы Е-1/9-1, Е-1/9-1М, Е-1/9-1Г объединены общей конструктивной схемой. Котлы этой группы, имеющие паропроизводительность 1000 кг/ч, предназначены для работы, соответственно на твердом (антрацит АС и АМ) топливе, мазуте марки М100 и природном газе и служат для удовлетворения потребностей предприятий в насыщенном паре влажностью до 3% для покрытия технологических и теплофикационных нагрузок. Техническая характеристика этих котлов приведена в таблице 3.

Паровой котел Е-1/9-1Г состоит из верхнего и нижнего барабанов, расположенных на одной вертикальной оси (рисунок 1). Барабаны соединены между собой пучком труб (11 рядов по 14 труб в каждом), образующих конвективную поверхность нагрева. Топочная камера экранирована двумя боковыми настенными экранами и потолочным экраном. Боковые экраны выполнены из прямых труб, объединяемых верхними и нижними коллекторами, вваренными в верхний и нижний барабаны соответственно. Потолочный экран частично охватывает и фронт котла. Он образован фронтовым коллектором и вваренным в него пакетом изогнутых труб (повторяющих очертания фронта и потолка топочной камеры), которые присоединены сваркой непосредственно к верхнему барабану. Для топочных экранов и котельного пучка используют трубы Ø 51×2,5 мм. Вода из верхнего барабана котла в нижний поступает по последним рядам труб конвективного пучка, расположенным в зоне пониженных температур продуктов сгорания топлива.

Питание боковых экранов водой осуществляется из нижнего барабана котла по нижним коллекторам. Потолочный экран питается от фронтового коллектора, в который вода поступает по соединительным трубам из нижних коллекторов боковых экранов. Характерной особенностью циркуляционной схемы котла является отсутствие необогреваемых опускных труб. Даже фронтовой коллектор расположен в топочной камере.

Таблица 3 - Техническая характеристика двухбарабанных водотрубных котлов.

| Наименование | Марка котла | | |
|---|-------------------------|------------|---------------|
| | E-1/9-1 | E-1/9-1М | E-1/9-1Г |
| Номинальная паропроизводительность, т/ч | 1,0 | 1,0 | 1,0 |
| Давление пара, МПа (кгс/см ²) | 0,9 (9) | 0,9 (9) | 0,9 (9) |
| Температура насыщенного пара, °С | 175 | 175 | 175 |
| Температура уходящих газов, °С | 350 | 300 | 250 |
| Температура питательной воды, °С | 50 | 50 | 50 |
| Топливо | Каменный уголь, АС и АМ | Мазут М100 | Природный газ |
| Расход топлива, кг/ч, м ³ /ч | 134,5 | 82,6 | 90,1 |
| Поверхность нагрева, м ² | 30 | 30 | 30 |
| Объем, м ³ : | | | |
| водяной | 1,25 | 1,25 | 1,25 |
| паровой | 0,36 | 0,36 | 0,36 |
| топочного пространства | 1,70 | 2,24 | 2,24 |
| Коэффициент полезного действия, % | 72,8 | 80–81 | 86 |
| Габаритные размеры, мм: | | | |
| длина | 3300 | 3695 | 3300 |
| ширина | 2400 | 2300 | 2300 |
| высота | 2700 | 2790 | 2870 |
| Масса котла, кг: | | | |
| металла котла | 5180 | 5620 | 5506 |
| обмуровочных и изоляционных материалов | 3270 | 2830 | 2890 |
| | 550 | 550 | 550 |

Ввод питательной воды выполнен в верхний барабан котла, внутри которого установлена распределительная труба. Продувка котла предусматривается через штуцеры в нижнем барабане, в нижних коллекторах боковых экранов и во фронтовом коллекторе.

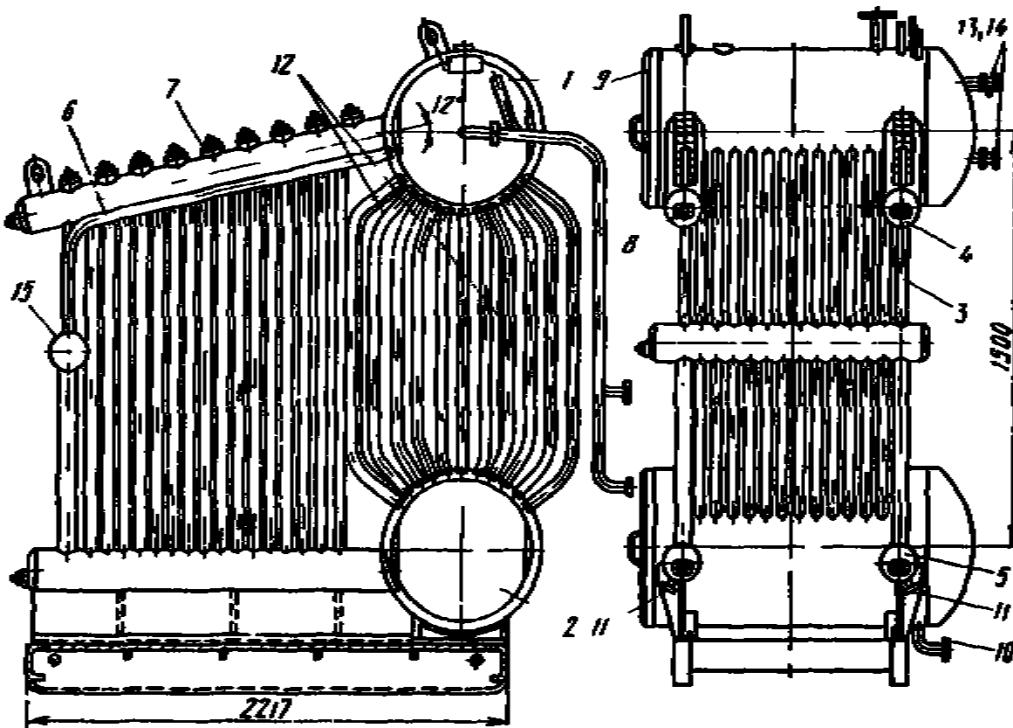


Рисунок 1 - Двухбарабанный водотрубный паровой котел Е-1/9-1:

1 – верхний барабан; 2 – нижний барабан; 3 – боковой (правый) топочный экран; 4 – верхний коллектор бокового (правого) экрана; 5 – нижний коллектор бокового (правого) экрана; 6 – потолочный экран; 7 – лючки для осмотра и очистки экранных труб; 8 – торцевые лючки коллекторов; 9 – люк верхнего барабана; 10 – штуцер продувки нижнего барабана; 11 – штуцеры продувки нижних коллекторов боковых экранов; 12 – газовые перегородки; 13, 14 – штуцеры для подключения водоуказательных приборов и уровнемерной колонки; 15 – фронтовой коллектор.

На рисунке 2 показана схема циркуляции в двухбарабанных водотрубных котлах Е-1/9-1. Здесь же показаны линии продувки нижнего барабана и коллекторов экранов.

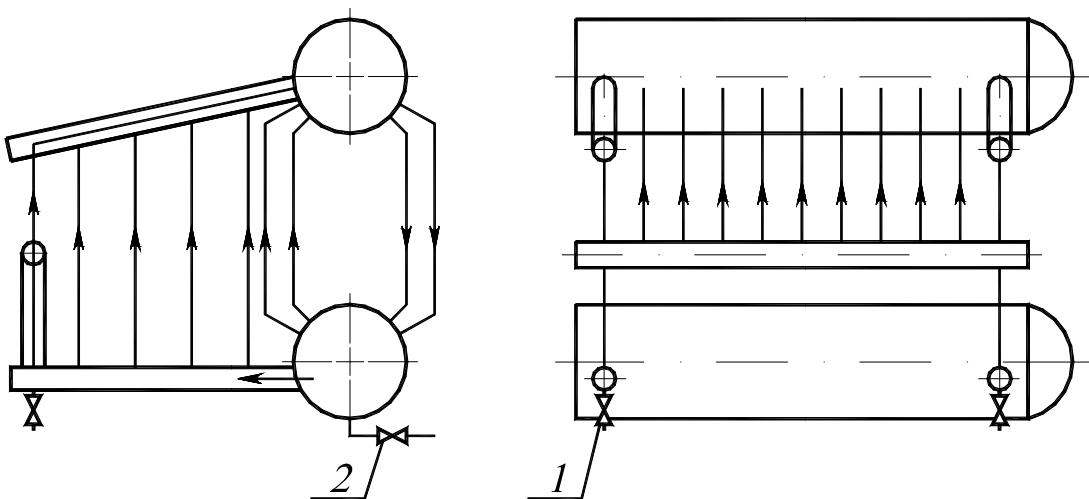


Рисунок 2 Схема циркуляции воды в котле Е-1/9-1Г:

1 – линия продувки коллекторов экранов; 2 – линия продувки нижнего барабана

Для обеспечения устойчивой циркуляции и равномерного прогрева элементов котла при растопке из холодного состояния предусмотрен подвод пара от постороннего источника в нижний барабан.

Пароводяная смесь из топочных экранов и конвективного пучка поступает в верхний барабан, где от пара отделяются частицы воды. Необходимая сухость пара обеспечивается сепарационными устройствами, устанавливаемыми в верхнем барабане. На днище верхнего барабана размещены патрубки для присоединения водоуказательных приборов и уровнемерной колонки сигнализатора предельных уровней и автоматики безопасности.

По верхней образующей верхнего барабана размещены два пружинных предохранительных клапана.

Топочная камера котла выполнена прямоугольной формы, что позволяет применять различные механические топочные устройства. Поперечное омывание труб конвективного пучка топочными газами с требуемой скоростью достигается установкой в нем двух газовых перегородок из жаростойкой стали. Продукты горения проходят топку, котельный пучок и через газоход в верхней части задней стены направляются в дымовую трубу.

Обмуровка парогенератора облегченная с металлической обшивкой.

Топочный объем котлов, предназначенных для работы на твердом топливе, ограничивается колосниковой решеткой, потолочным и боковыми экранами и передним рядом труб конвективного пучка. Воздух, необходимый для горения топлива, подается под колосниковую решетку без предварительного подогрева, что предохраняет колосниковую решетку от перегрева.

Топочный объем котлов, работающих на жидким и газообразном топливе, ограничивается подом топки, потолочным и боковыми экранами и передним рядом труб конвективного пучка.

2 Расчет объемов и энталпий воздуха и продуктов сгорания

2.1 Определение коэффициентов избытка воздуха по газоходам

Коэффициент избытка воздуха принимается в зависимости от вида топлива, способа его сжигания и конструкции топки.

Коэффициент избытка воздуха за каждой поверхностью нагрева после топочной камеры подсчитывается прибавлением к α соответствующих присосов воздуха

$$\alpha_i = \alpha_m + \sum_1^i \Delta\alpha_i, \quad (2.1)$$

где i – поверхность нагрева после топки по ходу продуктов сгорания;

α_m - коэффициент избытка воздуха на выходе из топки находим по таблице 2.2 методического указания.

Для камерной топки при сжигании природного газа коэффициент избытка воздуха на выходе из топки равен $\alpha_m = 1,1$.

Значения расчетных присосов воздуха для промышленных паровых котлов находим по таблице 2.1 в методическом указании.

Коэффициент избытка воздуха за пароперегревателем:

$$\alpha_{nn} = 0 \text{ (т.к пароперегреватель отсутствует).}$$

Коэффициент избытка воздуха за первым и вторым котельным пучком конвективной поверхности нагрева:

$$\alpha_{kn} = \alpha_m + \Delta\alpha_{kn1} + \Delta\alpha_{kn2} \quad (2.2)$$

где $\Delta\alpha_{kn} = 0,05$ - присос воздуха для первого котельного пучка конвективной поверхности нагрева котлов производительностью $D \leq 50$ т/ч (таблица 2.1)

$\Delta\alpha_{kn} = 0,1$ присос воздуха для второго котельного пучка конвективной поверхности нагрева котлов производительностью $D \leq 50$ т/ч (таблица 2.1)

$$\alpha_{kn} = 1.1 + 0.05 + 0.1 = 1.25$$

Коэффициент избытка воздуха за водяным экономайзером

$$\alpha_s = \alpha_{kn} + \Delta\alpha_s$$

где $\Delta\alpha_s = 0.08$ присос воздуха для водяного экономайзера из стали котлов производительностью $D \leq 50$ т/ч (таблица 2.1).

$$\alpha_s = 1.25 + 0.08 = 1.33$$

2.2 Расчет объемов воздуха и продуктов сгорания

Определим теоретический объем воздуха, необходимого для полного сгорания:

$$V^0 = 0.0476 \left[0.5CO + 0.5H_2 + 1.5H_2S + \sum \left(m + \frac{n}{4} \right) C_m H_n - O_2 \right] \quad (2.2)$$

$$V^0 = 0.0476 \left[\left(1 + \frac{4}{4} \right) * 94 + \left(2 + \frac{6}{4} \right) * 2.8 + \left(3 + \frac{8}{4} \right) * 0.4 + \left(4 + \frac{10}{4} \right) * 0.3 + \left(5 + \frac{12}{4} \right) * 0.1 \right] = 9.641 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

где m - число атомов углерода; n - число атомов водорода.

Определим теоретический объем азота в продуктах сгорания:

$$V_{N_2}^0 = 0.79V^0 + 0.8 \frac{N_2}{100} \quad (2.3)$$

$$V_{N_2}^0 = 0.79 * 9.641 + 0.8 \frac{2}{100} = 7.633 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Определим объем трехатомных газов:

$$V_{RO_2} = 0.01(CO_2 + CO + H_2S + \sum mC_m H_n) \quad (2.4)$$

$$V_{RO_2} = 0.01(CO_2 + 1 * CH_4 + 2 * C_2H_6 + 3 * C_3H_8 + 4 * C_4H_{10} + 5 * C_5H_{12})$$

$$V_{RO_2} = 0.01(0.4 + 1 * 94 + 2 * 2.8 + 3 * 0.4 + 4 * 0.3 + 5 * 0.1) = 1.029 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

При расчете следует учитывать, что диоксид углерода и сернистый газ принято объединять и называть «сухие трехатомные газы», обозначая через RO_2 т.е. $RO_2 = CO_2 + SO_2$.

Определим теоретический объем водяных паров:

$$V_{H_2O}^0 = 0.01(H_2S + H_2 + \sum \frac{n}{2} C_m H_n + 0.124 d_{\text{г.мл}}) + 0.0161 V^0 \quad (2.5)$$

$$V_{H_2O}^0 = 0.01 \left(\frac{4}{2} * CH_4 + \frac{6}{2} * C_2H_6 + \frac{8}{2} * C_3H_8 + \frac{10}{2} * C_4H_{10} + \frac{12}{2} * C_5H_{12} + 0.124 * 0 \right) + 0.0161 * V^0$$

$$V_{H_2O}^0 = 0.01 \left(\frac{4}{2} * 94 + \frac{6}{2} * 2.8 + \frac{8}{2} * 0.4 + \frac{10}{2} * 0.3 + \frac{12}{2} * 0.1 + 0.124 * 0 \right) + 0.0161 * 9.641 \\ = 2.156 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

где $d_{\text{г.мл}} = 0 \text{ г}/\text{м}^3$ - влагосодержание газообразного топлива, отнесенное к 1 м³ сухого газа.

Определим средний коэффициент избытка воздуха в газоходе для каждой поверхности нагрева:

$$\alpha_{cp} = \frac{\alpha' + \alpha''}{2} \quad (2.6)$$

где α' - коэффициент избытка воздуха перед газоходом; α'' - коэффициент избытка воздуха после газохода.

Для топки:

$$\alpha_{cpm} = 1,1$$

Для конвективного пучка:

$$\alpha_{cp kn} = \frac{\alpha_m + \alpha_{kn}}{2}$$

$$\alpha_{cp kn} = \frac{1.1 + 1.25}{2} = 1.175$$

Для экономайзера:

$$\alpha_{cp\text{ эк}} = \frac{\alpha_{nn} + \alpha_{\vartheta_k}}{2}$$

$$\alpha_{cp\text{ эк}} = \frac{1,25 + 1,33}{2} = 1,29$$

Определить избыточное количество воздуха для каждого газохода:

$$V_{изб}^B = V^0(\alpha_{cp} - 1).$$

Для топки:

$$V_{изб}^B = 9,641 * (1,1 - 1) = 0,964 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Для конвективного пучка:

$$V_{изб}^B = 9,641 * (1,175 - 1) = 1,687 \text{ м}^3/\text{м}^3;$$

Для экономайзера:

$$V_{изб}^B = 9,641 * (1,29 - 1) = 2,796 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Определим действительный объем водяных паров для твердого топлива м^3 по формуле:

$$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,0161(\alpha_{cp} - 1)V^0 \quad (2.7)$$

для топки:

$$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,0161(\alpha_{cpm} - 1)V^0$$

$$V_{H_2O} = 2,156 + 0,0161(1,1 - 1)9,641 = 2,184 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

для конвективного пучка:

$$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,0161(\alpha_{cp2kp} - 1)V^0$$

$$V_{H_2O} = 2,156 + 0,0161(1,175 - 1)9,641 = 2,196 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

для экономайзера:

$$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,0161(\alpha_{cp\text{ эк}} - 1)V^0$$

$$V_{H_2O} = 2,156 + 0,0161(1,29 - 1)9,641 = 2,214 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Определить действительный суммарный объем продуктов сгорания для твердого и жидкого топлива ($\text{м}^3/\text{кг}$), для газа ($\text{м}^3/\text{м}^3$) по формуле

$$V_r = V_{RO_2} + V_{N_2}^0 + V_{изб}^B + V_{H_2O} \quad (2.8)$$

для топки:

$$V_r = 1,029 + 7,633 + 0,964 + 2,184 = 11,810 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

для конвективного пучка:

$$V_r = 1,029 + 7,633 + 1,687 + 2,196 = 12,545 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

для экономайзера:

$$V_r = 1,029 + 7,633 + 2,796 + 2,214 = 13,671 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Определить объемные доли трехатомных газов и водяных паров, а также

суммарную объемную долю по формулам:

$$r_{RO_2} = \frac{V_{RO_2}}{V_r} \quad (2.9)$$

$$r_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{V_r} \quad (2.10)$$

$$r_n = r_{RO_2} + r_{H_2O} \quad (2.11)$$

для топки:

$$r_{RO_2} = \frac{1,029}{11,810} = 0,087; r_{H_2O} = \frac{2,184}{11,810} = 0,185; r_n = 0,087 + 0,185 = 0,272$$

для конвективного пучка:

$$r_{RO_2} = \frac{1,029}{12,545} = 0,082; r_{H_2O} = \frac{2,196}{12,545} = 0,173; r_n = 0,082 + 0,173 = 0,255$$

для экономайзера:

$$r_{RO_2} = \frac{1,029}{13,671} = 0,075; r_{H_2O} = \frac{2,214}{13,671} = 0,159; r_n = 0,075 + 0,159 = 0,234$$

Результаты расчета действительных объемов продуктов сгорания по газоходам котельного агрегата сводим в таблицу 3.

Таблица 3 - Объемы продуктов сгорания, объемные доли трехатомных газов

| Величина | Обозначение | Теоретические объемы: | | | |
|--|---------------|-------------------------------------|---|--|--|
| | | $V^0 = 9,641 \text{ м}^3/\text{кг}$ | $V^0_{N_2} = 7,633 \text{ м}^3/\text{кг}$ | $V^0_{RO_2} = 1,029 \text{ м}^3/\text{кг}$ | $V^0_{H_2O} = 2,156 \text{ м}^3/\text{кг}$ |
| Газоход | | | | | |
| | | T | O | P | K |
| | | A | B | C | D |
| Коэффициент избытка воздуха после поверхности нагрева | α | 1,1 | 1,25 | 1,33 | |
| Средний коэффициент избытка воздуха в газоходе поверхности нагрева | α_{cp} | 1,1 | 1,175 | 1,29 | |
| Избыточное количество воздуха, $\text{м}^3/\text{кг}$ | $V_{изб}^b$ | 0,964 | 1,687 | 2,796 | |
| Объем водяных паров, $\text{м}^3/\text{кг}$ | V_{H_2O} | 2,184 | 2,196 | 2,214 | |
| Полный объем продуктов сгорания, $\text{м}^3/\text{кг}$ | V_t | 11,810 | 12,545 | 13,671 | |
| Объемная доля трехатомных газов | r_{RO_2} | 0,087 | 0,082 | 0,075 | |
| Объемная доля водяных паров | r_{H_2O} | 0,185 | 0,173 | 0,159 | |
| Суммарная объемная доля | r_n | 0,272 | 0,255 | 0,234 | |

2.3 Расчет энталпий воздуха и продуктов сгорания

1. Вычисляем энталпию теоретического объема воздуха для всего выбранного диапазона температур

$$I_e^0 = V^0 \cdot (c\vartheta)_e, \text{ кДж/кг} \quad (2.12)$$

где $(c\vartheta)_e$ - энталпия 1 м^3 воздуха, $\text{кДж}/\text{м}^3$ (принимается для каждой выбранной температуры по таблице 2.4 методического указания);

V^0 - теоретический объем воздуха, необходимый для горения (см. таблицу 2).

для топки:

$$\vartheta = 2000^0 C, (c \cdot \vartheta)_e = 3074 \text{ кДж} / \text{м}^3$$

$$I_e^0 = 9,641 \cdot 3074 = 29637,602 \text{ кДж} / \text{м}^3$$

для конвективного пучка:

$$\vartheta = 700^0 C, (c \cdot \vartheta)_e = 982 \text{ кДж} / \text{м}^3$$

$$I_e^0 = 9,641 \cdot 982 = 9467,835 \text{ кДж} / \text{м}^3$$

для экономайзера:

$$\vartheta = 400^0 C, (c \cdot \vartheta)_e = 543 \text{ кДж} / \text{м}^3$$

$$I_e^0 = 9,641 \cdot 543 = 5235,269 \text{ кДж} / \text{м}^3$$

2. Определяем энталпию теоретического объема продуктов сгорания для всего выбранного диапазона температур

$$I_e^0 = V_{RO_2} \cdot (c\vartheta)_{RO_2} + V_{N_2}^0 \cdot (c\vartheta)_{N_2} + V_{H_2O}^0 \cdot (c\vartheta)_{H_2O}, \text{ кДж/кг} \quad (2.13)$$

где $(c\vartheta)_{RO_2}$, $(c\vartheta)_{N_2}$, $(c\vartheta)_{H_2O}$ - энталпии 1 м^3 трехатомных газов, теоретического объема азота, теоретического объема водяных паров (принимаются для каждой выбранной температуры по таблице 2.4 методического указания);

V_{RO_2} , $V_{N_2}^0$, $V_{H_2O}^0$ - объемы трехатомных газов, теоретический объем азота и водяного пара (см. таблицу 3).

для топки:

$$\begin{aligned}\vartheta &= 2000^{\circ} C, \\ (c \cdot \vartheta)_{RO_2} &= 4859 \text{ кДж/м}^3, \\ (c \cdot \vartheta)_{N_2} &= 2973 \text{ кДж/м}^3, \\ (c \cdot \vartheta)_{H_2O} &= 3939 \text{ кДж/м}^3,\end{aligned}$$

$$I_e^0 = 1,029 \cdot 4859 + 7,633 \cdot 2973 + 2,184 \cdot 3939 = 36234,118 \text{ кДж/м}^3.$$

для конвективного пучка:

$$\begin{aligned}\vartheta &= 700^{\circ} C, \\ (c \cdot \vartheta)_{RO_2} &= 1466 \text{ кДж/м}^3, \\ (c \cdot \vartheta)_{N_2} &= 949 \text{ кДж/м}^3, \\ (c \cdot \vartheta)_{H_2O} &= 1151 \text{ кДж/м}^3,\end{aligned}$$

$$I_e^0 = 1,029 \cdot 1466 + 7,633 \cdot 949 + 2,196 \cdot 1151 = 11248,026 \text{ кДж/м}^3.$$

для экономайзера:

$$\begin{aligned}\vartheta &= 400^{\circ} C, \\ (c \cdot \vartheta)_{RO_2} &= 774 \text{ кДж/м}^3, \\ (c \cdot \vartheta)_{N_2} &= 528 \text{ кДж/м}^3, \\ (c \cdot \vartheta)_{H_2O} &= 628 \text{ кДж/м}^3,\end{aligned}$$

$$I_e^0 = 1,029 \cdot 774 + 7,633 \cdot 528 + 2,214 \cdot 628 = 6188,404 \text{ кДж/м}^3.$$

3. Определяем энталпию избыточного количества воздуха для всего выбранного диапазона температур

$$I_{\text{изб}}^0 = (\alpha_{cp} - 1) \cdot I_e^0, \text{ кДж/м}^3 \quad (2.14)$$

для топки: $\vartheta = 2000^{\circ} C$

$$I_{\text{изб}}^0 = (1,1 - 1) \cdot 29637,602 = 2963,76 \text{ кДж/м}^3$$

для конвективного пучка: $\vartheta = 700^{\circ} C$

$$I_{\text{изб}}^0 = (1,25 - 1) \cdot 9467,835 = 2366,959 \text{ кДж/м}^3,$$

для экономайзера: $\vartheta = 400^{\circ} C$

$$I_{\text{изб}}^0 = (1,33 - 1) \cdot 5235,269 = 1727,639 \text{ кДж/м}^3,$$

4. Определяем энталпию продуктов сгорания при коэффициенте избытка воздуха $\alpha > 1$

$$I = I_e^0 + I_{\text{изб}}^0, \text{ кДж/м}^3 \quad (2.15)$$

для топки: $\vartheta = 2000^{\circ} C$

$$I = 36234,118 + 2963,760 = 39197,878 \text{ кДж/м}^3.$$

для конвективного пучка: $\vartheta = 700^{\circ} C$

$$I = 11248,026 + 2366,959 = 13614,985 \text{ кДж/м}^3.$$

для экономайзера: $\vartheta = 400^{\circ} C$

$$I = 6188,404 + 1727,639 = 7916,043 \text{ кДж/м}^3.$$

Результаты расчета энталпии продуктов сгорания по газоходам сводим в таблицу

Таблица 4 Энталпия продуктов сгорания $I = f(\vartheta)$, кДж/кг

| Поверхность нагрева | Температура после поверхности нагрева, $^{\circ}\text{C}$ | $I_{\text{в}}^0$ | $I_{\text{г}}^0$ | $I_{\text{изв}}^0$ | I |
|--|---|------------------|------------------|--------------------|-----------|
| Верх топочной камеры, фестон, $\alpha_m = 1,1$ | 2000 | 29637,602 | 36234,118 | 2963,760 | 39197,878 |
| | 1900 | 28017,850 | 34221,301 | 2801,785 | 37023,086 |
| | 1800 | 26398,098 | 32191,786 | 2639,810 | 34831,596 |
| | 1700 | 24816,912 | 30193,831 | 2481,691 | 32675,523 |
| | 1600 | 23245,367 | 28211,154 | 2324,537 | 30535,691 |
| | 1500 | 21664,181 | 26235,804 | 2166,418 | 28402,222 |
| | 1400 | 20082,995 | 24297,477 | 2008,299 | 26305,777 |
| | 1300 | 18501,808 | 22339,476 | 1850,181 | 24189,657 |
| | 1200 | 16968,829 | 20424,783 | 1696,883 | 22121,666 |
| | 1100 | 15426,208 | 18556,941 | 1542,621 | 20099,561 |
| | 1000 | 13883,587 | 16695,285 | 1388,359 | 18083,644 |
| | 900 | 12389,173 | 14847,547 | 1238,917 | 16086,464 |
| | 800 | 10933,325 | 13029,949 | 1093,332 | 14123,281 |
| Конвективные пучки, $\alpha_k = 1,25$ | 700 | 9467,835 | 11248,026 | 2366,959 | 13614,985 |
| | 600 | 8021,628 | 9517,070 | 2005,407 | 11522,477 |
| | 500 | 6613,987 | 7839,738 | 1653,497 | 9493,234 |
| | 400 | 5235,269 | 6188,404 | 1308,817 | 7497,221 |
| | 300 | 3895,118 | 4583,159 | 973,779 | 5556,938 |
| | 200 | 2574,248 | 3022,974 | 643,562 | 3666,536 |
| | 100 | 1282,304 | 1494,642 | 320,576 | 1815,218 |
| Водяной экономайзер, $\alpha_{\text{вп}} = 1,33$ | 400 | 5235,269 | 6188,404 | 1727,639 | 7916,043 |
| | 300 | 3895,118 | 4583,159 | 1285,389 | 5868,548 |
| | 200 | 2574,248 | 3022,974 | 849,502 | 3872,476 |
| | 100 | 1282,304 | 1494,642 | 423,160 | 1917,802 |

Определим энталпию продуктов сгорания по данным таблицы 4.

Линейную интерполяцию производим в интервале температуры 100°C .

$$I_{yx} = I_m + (t_{\text{изв}} - t_m) \frac{I_b - I_m}{100} \quad (2.16)$$

$$I_{yx} = 3872,476 + (250 - 200) \frac{5868,548 - 3872,476}{100} = 4870,512 \text{ кДж/м}^3$$

где I_b , I_m энталпии соответствующие большей и меньшей температурам искомого интервала температур, приведенных в таблице 4

($I_b = 5868,548 \text{ кДж/м}^3$; $I_m = 3872,476 \text{ кДж/м}^3$).

$t_{\text{изв}} = 250^{\circ}\text{C}$ температура уходящих газов (таблица 3)

$t_m = 200^{\circ}\text{C}$ температура, соответствующая меньшей энталпии искомого интервала;

Строим график зависимости энталпии от температуры $I = f(\vartheta)$.

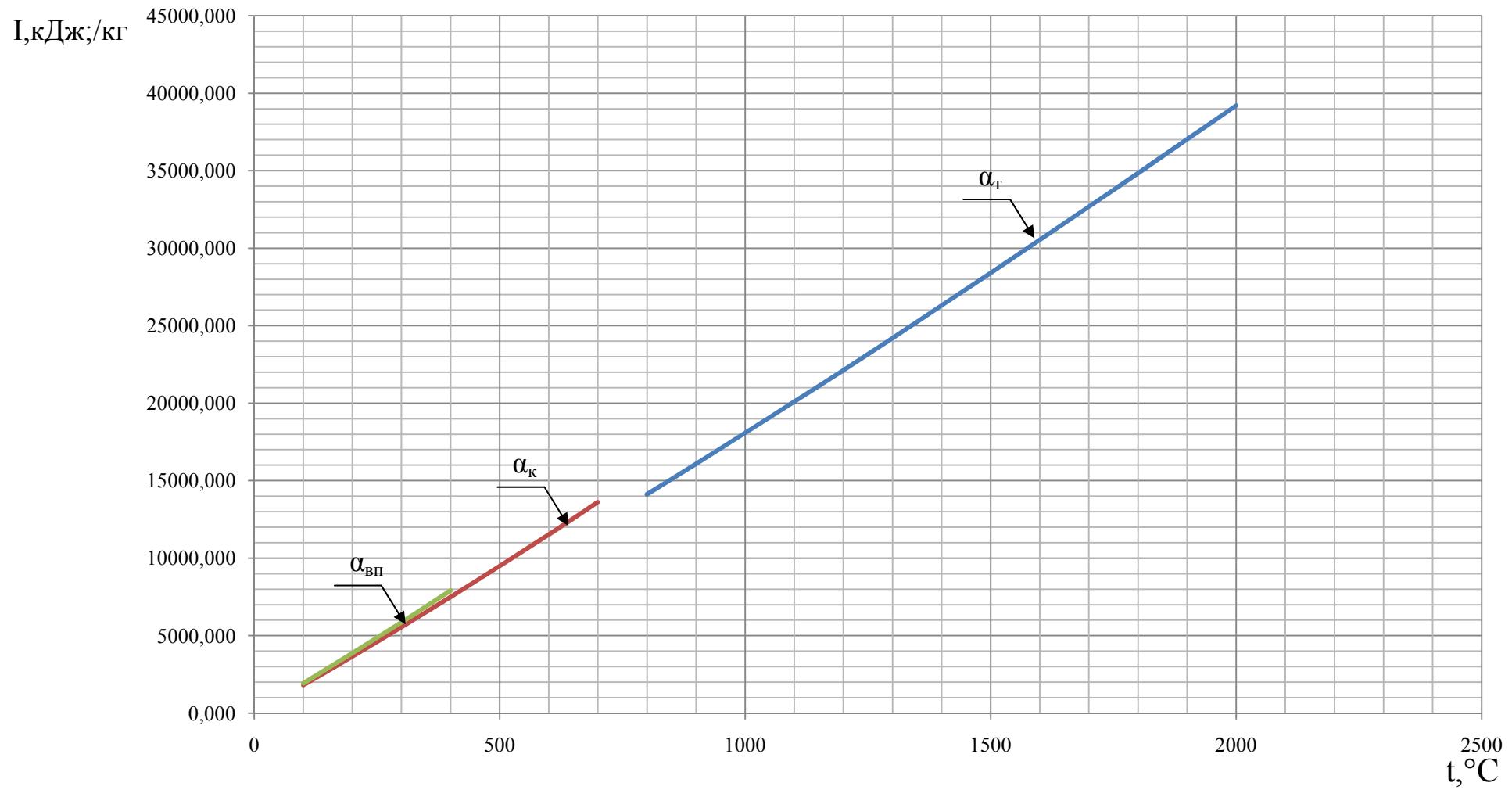


Рисунок 2 - График зависимости энталпии от температуры $I = f(\vartheta)$.

3 Расчетный тепловой баланс и расход топлива

3.1 Расчет потерь теплоты

При работе парового или водогрейного котла вся поступившая в него теплота расходуется на выработку полезной теплоты, содержащейся в паре или горячей воде, и на покрытие различных потерь теплоты. Между теплотой, поступившей в котельный агрегат и покинувшей его, должно существовать равенство. Теплота, покинувшая котельный агрегат, представляет собой сумму полезной теплоты и потерь теплоты, связанных с технологическим процессом выработки пара или горячей воды. Следовательно, тепловой баланс котла для 1 кг сжигаемого твердого и жидкого топлива или 1 м³ газа при нормальных условиях имеет вид

$$Q_p^p = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 \quad (3.1)$$

где Q_p^p – располагаемая теплота кДж/кг или кДж/м³;

Q_1 – полезная теплота содержащаяся в паре или горячей воде, кДж/кг или кДж/м³;

Q_2, Q_3, Q_4, Q_5 – потери теплоты с уходящими газами, от химической неполноты сгорания, от механической неполноты сгорания, от наружного охлаждения кДж/кг или кДж/м³.

Потеря теплоты с уходящими газами (q_2) обусловлена тем, что температура продуктов сгорания, покидающих котельный агрегат, значительно выше температуры окружающего атмосферного воздуха. Потеря теплоты с уходящими газами зависит от вида сжигаемого топлива, коэффициента избытка воздуха в уходящих газах, температуры уходящих газов, чистоты наружных и внутренних поверхностей нагрева, температуры воздуха, забираемого дутьевым вентилятором.

Потеря теплоты с уходящими газами определяется по формуле

$$q_2 = \frac{(I_{yx} - \alpha_{yx} I_{x.b}^0)(100-q_4)}{Q_p^p} \quad (3.2)$$

$$q_2 = \frac{(4870,512 - 1,33 * 383,711)(100-0)}{36260} = 12,025\%$$

где I_{yx} – энталпия уходящих газов (см. стр 18)

$\alpha_{yx} = 1,33$ – коэффициент избытка воздуха в уходящих газах, берем из таблице 3 в сечении газохода после последней поверхности нагрева

q_4 – потеря теплоты от механической неполноты горения

$I_{x.b}^0$ – энталпия теоретического объема холодного воздуха, определяется при $t_b = 30^\circ\text{C}$ по формуле:

$$I_{x.b}^0 = 39,8V^0 \quad (3.3)$$

$$I_{x.b}^0 = 39,8 * 9,641 = 383,711 \text{ кДж/м}^3$$

Потеря теплоты от химической неполноты сгорания q_3 , обусловлена появлением в уходящих газах горючих газов $\text{CO}, \text{H}_2, \text{CH}_4$. Потеря теплоты от химической неполноты горения зависит от вида топлива и содержания в нем летучих, способа сжигания топлива и конструкции топки, коэффициента избытка воздуха в топке, от уровня и распределения температуры в топочной камере, организации смесеобразовательных процессов в топке (горелке и топочной камере):

$$q_3 = 0.5\% \quad [2]$$

Потеря теплоты от механической неполноты сгорания q_4 при сжигании природного газа:

$$q_4 = 0\% \quad [2]$$

Потеря теплоты от наружного охлаждения (q_5) обусловлена передачей теплоты от обмуровки агрегата наружному воздуху, имеющему более низкую температуру. Потеря теплоты от наружного охлаждения зависит от теплопроводности обмуровки, ее толщины, поверхности стен, приходящейся на единицу паропроизводительности парового или теплопроизводительности водогрейного котла.

Потеря теплоты от наружного охлаждения определим по формуле:

$$q_5^{\text{пвк}} = q_{5\text{ном}}^{\text{б.к.}} \frac{N_{\text{ном}}}{N} \quad (3.4)$$

$$q_5^{\text{пвк}} = 5 * \frac{1}{0,98} = 5,102\%$$

где N – расчетная нагрузка водогрейного котла .

$N_{\text{ном}}$ номинальная мощность водогрейного котла, определим из таблицы 3
($N_{\text{ном}} = 1 \text{ МВт}$)

$q_{5\text{ном}}^{\text{б.к.}}$ – потери теплоты от наружного охлаждения при номинальной нагрузке парового котла, определяются по таблице 3.3 методического указания.

(По таблице выбираем значение $q_{5\text{ном}}^{\text{б.к.}} = 5\%$, которому соответствует номинальная нагрузка $N_{\text{ном}} = 1 \text{ MBt}$).

Определим располагаемую теплоту:

$$Q_p^p = Q_h^c \quad (3.5)$$

$$Q_p^p = 36260 \text{ кДж/м}^3$$

где Q_h^c — низшая теплота сгорания сухой массы газа

3.2 Расчёт КПД и расхода топлива

Коэффициентом полезного действия (КПД) парового или водогрейного котла называют отношение полезной теплоты к располагаемой теплоте. Не вся полезная теплота, выработанная агрегатом, направляется к потребителю. Часть выработанной теплоты в виде пара и электрической энергии расходуется на собственные нужды. Так, например, на собственные нужды расходуется пар для привода питательных насосов, на обдувку поверхностей нагрева и т.д., а электрическая энергия — для привода дымососа, вентилятора, питателей топлива, мельниц системы пылеприготовления и т. д. Под расходом на собственные нужды понимают расход всех видов энергии, затраченной на производство пара или горячей воды. Поэтому различают КПД агрегата брутто и нетто. Если КПД агрегата определяется по выработанной теплоте, то его называют брутто, а если по отпущеной теплоте — нетто.

По уравнению обратного баланса определим КПД брутто:

$$\eta_{\text{бр}} = 100 - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5) \quad (3.6)$$

$$\eta_{\text{бр}} = 100 - (12,025 + 0,5 + 0 + 5,102) = 82,373\%$$

2) Из уравнения прямого теплового баланса находим расход топлива, подаваемого в топку (равному расчетному расходу топлива)

$$B_{\text{вк}} = \frac{Q_{\text{вк}}}{Q_p^p \eta_{\text{бр}}} 100 \quad (3.7)$$

где $Q_{\text{вк}}$ - полезная мощность котла, kWt ;

$$B_{\text{вк}} = \frac{701,869}{36260 * 82,373} * 100 = 0,023$$

$$Q_{\text{пп}} = D_{\text{не}}(i_{\text{п.п}} - i_{\text{п.в}}) + D_{\text{пп}}(i_{\text{пп}} - i_{\text{п.в}}) + 0,01P(D_{\text{не}} + D_{\text{пп}})(i_{\text{кип}} - i_{\text{п.в}});$$

$$Q_{\text{пп}} = D_{\text{пп}}(i_{\text{пп}} - i_{\text{п.в}}) + 0,01 \times P \times D_{\text{пп}} \times (i_{\text{кип}} - i_{\text{п.в}});$$

$$Q_{\text{пп}} = 0,272 \cdot (2773,7 - 209,3) + 0,01 \cdot 3 \cdot 0,272 \cdot (742,7 - 209,3) = 701,869 \text{ kWt}$$

где $D_{\text{не}}=0$ т/ч расход выработанного перегретого пара(пароперегреватель отсутствует в конструкции котла)

$D_{\text{пп}}$ – расход выработанного насыщенного пара (*пара* $D_{\text{пп}} = D = 0,272 \text{ кг/с}$)

$i_{\text{н.н}} = 2773,7 \text{ кДж/кг}$ - энталпия насыщенного пара $P=0,9 \text{ МПа}$ [10]

$i_{\text{н.в}} = 209,3 \text{ кДж/кг}$ - энталпия питательной воды при 50°C [10];

$i_{\text{кип}} = 742,7 \text{ кДж/кг}$ - энталпия кипящей воды в барабане котла при $P=0,9 \text{ МПа}$;

P – непрерывная продувка парового котла, учитывается только при $P \geq 2 \%$, величину P принимаем равной 3%.

Расчетный расход топлива с учетом потери тепла от механической неполноты горения найдем по формуле:

$$B_P = B_{n\sigma}(1 - \frac{q_4}{100}) \quad (3.9)$$

$$B_P = 0.023 \left(1 - \frac{0}{100}\right) = 0.023 \frac{\kappa\sigma}{c} = 82,2 \text{ кг/ч}$$

Определяем коэффициент сохранения теплоты

$$\varphi = 1 - \frac{q_5}{\eta_{bp} + q_5}. \quad (3.10)$$

$$\varphi = 1 - \frac{5,102}{82,373 + 5,102} = 0,058$$

Заключение

В результате выполнения расчетно-графической работы произведен поверочный расчет водогрейного котла Е-1/9-1Г, работающем на природном газе Газли-Когант-Ташкент. Определены коэффициенты избытка воздуха по газоходам, объем воздуха и продуктов сгорания, энталпию воздуха и продуктов сгорания, потерю теплоты, КПД брутто, расход топлива.

3. МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО САМОСТОЯТЕЛЬНОМУ ИЗУЧЕНИЮ ВОПРОСОВ

3.1 Топливное хозяйство

Топливным хозяйством называют систему сооружений, устройств и механизмов, предназначенных для приема, разгрузки, хранения, перемещения, обработки, подготовки и подачи топлива в котельные и топки котлов. Система и состав топливного хозяйства теплогенерирующих установок определяются видом, свойствами, способом сжигания, расходом и способом доставки топлива. Топливное хозяйство должно быть максимально механизировано и автоматизировано, приводить к минимальному экологическому загрязнению окружающей среды и должно обеспечить при минимальных потерях топлива бесперебойную его подачу в топки котлов.

Топливное хозяйство при использовании твердого топлива

Топливное хозяйство теплогенерирующих установок, работающих на твердом топливе, является часто наиболее сложным и дорогостоящим, особенно при пылеугольном сжигании. Принципиальная технологическая схема топливного хозяйства (в зависимости от типа сжигания) представлена на рис. 3.1.

Твердое топливо от мест добычи до теплогенерирующей установки обычно доставляется железнодорожным, водным или автомобильным транспортом и затем взвешивается на весах (рис. 3.1, а). В зимний период времени влажное топливо при транспортировке может смерзнуться, что затруднит разгрузку или даже сделает ее невозможной. Поэтому такое топливо обычно размораживают в тепляках-сарайях и только после этого производят его разгрузку в приемное устройство. Затем топливо дробится в дробилке до кусков требуемых размеров и направляется далее: в бункер сырого угля и далее в систему пылеприготовления и в топку котла; или направляется на склад, где оно хранится и может быть использовано по мере необходимости.

При слоевом сжигании (рис. 3.1, б) система топливоподачи упрощается, т.к. не требуется дорогостоящая система пылеприготовления топлива.

На практике для теплогенерирующей установки в каждом конкретном случае топливное хозяйство может видоизменяться. Например, при слоевом сжигании сортированных углей и кускового торфа (рис. 3.1, б) необходимость в применении дробильных устройств отпадает и система топливного хозяйства может быть значительно упрощена.

При пылеугольном сжигании топлива в камерных топках требуется его подготовка, которая обычно состоит из нескольких последовательных стадий:

- удаление металла и щепы из топлива;
- грубое дробление;
- подсушка и размол в системе пылеприготовления;
- подача готовой пыли в топку котла.

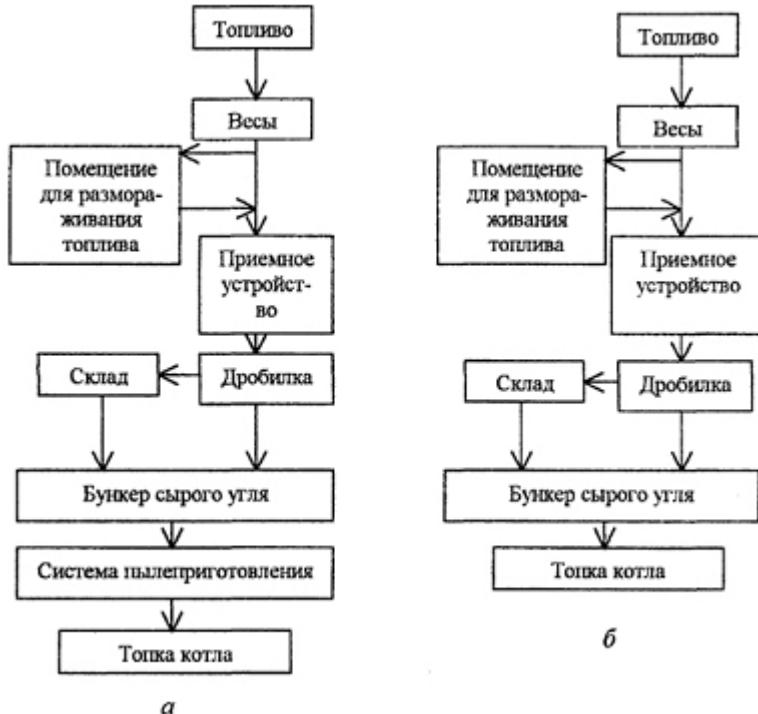


Рис. 3.1. Принципиальные схемы компоновки топливного оборудования: а - пылеугольное сжигание; б - слоевое сжигание

Условно эти стадии показаны на рис. 3.2. Уголь со склада поступает в бункер сырого угля 1, откуда он дозированно ленточным транспортером 2 подается на грохот 5. Для удаления из угля древесных включений, которые плохо подвергаются измельчению в дробилках, имеется щепоудалитель 3. Металлические части и включения из угля удаляются с помощью электромагнита 4 и попадают в бункер металла 9. Грохот 5, представляющий собой сита с определенным размером ячеек, позволяет мелким кускам угля просыпаться в бункер 8, а крупным кускам угля - скатываться в бункер 6, откуда ленточным транспортером 10 эти куски подаются в дробилку 7. В дробилке происходит размол кусков угля до требуемых размеров, и далее уголь направляется транспортером 11 в мельницы для подсушки и измельчения его в пыль.

Хранение твердого топлива

Запас топлива для работы котлов хранится непосредственно на территории теплогенерирующей установки, либо на специальных площадках (складах) недалеко от нее. При хранении топлива наблюдаются естественные потери, связанные:

- с транспортировкой топлива (при проектировании теплогенерирующей установки они могут быть приняты равными до 1% от поступившего на склад топлива);
- с распыливанием топлива и уносом его с атмосферными осадками и т.п. (величина потерь может быть принята при проектировании до 1%);
- с выветриванием и окислением (озолением) топлива вследствие его самовозгорания (величина потерь может быть принята при проектировании теплогенерирующей установки при плохом качестве угля до 10%).

Первые два типа потерь при хранении топлива относят к механическим, последний тип - к химическим потерям.

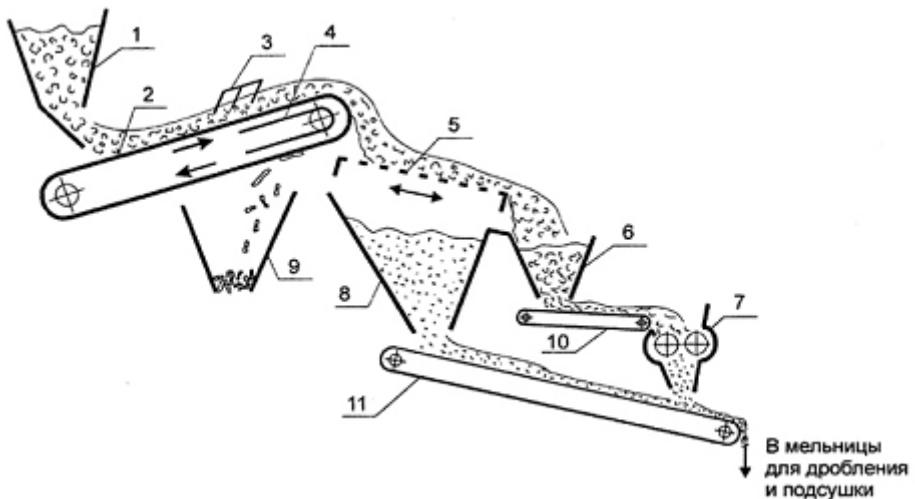


Рис. 3.2. Схема подготовки угля при камерном сжигании:

1 - бункер сырого угля; 2, 10, 11 - ленточный транспортер; 3 - щепоуловитель; 4 - электромагнит; 5 - грохот (сито); 6 - бункер крупных кусков угля; 7 - дробилка; 8 - бункер мелкого угля; 9 - бункер сбора металла

Твердое топливо обычно хранят на открытом воздухе в штабелях, форма и размеры которых зависят от типа топлива, его способности к самоокислению, производительности теплогенерирующей установки и т.п. Штабель часто имеет вид равнобочной трапеции, как показано на рис. 3.3.

Для углей первой категории, которые отличаются высоким качеством, высота штабеля не нормируется, для углей второй категории высота штабеля должна быть не более 12 м, третьей категории - не более 6 м, четвертой категории - не более 5 м. Для обеспечения доступа к штабелям и исходя из условий противопожарной безопасности между штабелями делаются проезды. Расстояние между смежными штабелями угля следует принимать не менее 1 м при высоте штабелей не более 3 м и 2 м - при большей высоте штабеля. Для самовозгорающихся углей расстояние от штабеля до котельной должно быть не менее 15 м, для других углей - не менее 12 м. Кусковой и фрезерный торф должен храниться в штабелях, расположенных на расстоянии не менее 12 м друг от друга.

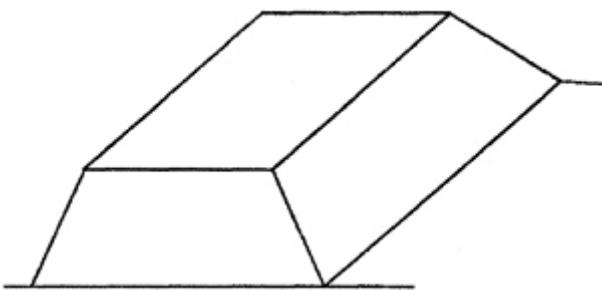


Рис. 3.3. Форма штабеля с углем

Длительное хранение углей в штабелях обычно в настоящее время не предусматривается и считается нецелесообразным из-за потерь и значительного ухудшения характеристик топлива с течением времени. Обычно сроки хранения угля на складе ограниченные: бурые длиннопламенные угли должны храниться не более 4...12 месяцев; газовые каменные - 12...36 месяцев; каменные тощие и антрациты - 24...36 месяцев.

При хранении угля в штабелях происходит окисление углерода топлива с кислородом воздуха, которое идет с выделением теплоты. Это особенно касается бурых углей, отличающихся низким качеством. При плохом отводе теплоты из штабеля может происходить разогрев мест, где происходит интенсивное окисление. Это ведет к самовозгоранию угля. Поэтому уголь стараются сразу же после привозки на территорию

теплогенерирующей установки уложить в штабель, уплотнить его и покрыть верх и боковые откосы слоем мелочи толщиной 100...150 мм во избежание попадания кислорода воздуха вглубь. В дальнейшем должен вестись непрерывный контроль за температурой угля внутри штабеля и местами самовозгорания, что делается с помощью пробивки шурфов в штабеле угля и переносных термометров.

Если самовозгорание угля все-таки произошло, то тлеющее место следует отделить от основной массы топлива с помощью прорытых траншей и незамедлительно приступить к тушению. Тушение осуществляют различными способами в зависимости от размеров очага возгорания и имеющихся в наличии средств пожаротушения. Методика тушения очага возгорания может быть следующей. Если штабель угля имеет большую высоту, то место с углем, где имеется очаг возгорания, уплотняют и накрывают брезентом или обмазывают влажной глиной с песком для предотвращения поступления кислорода воздуха к очагу пожара. В случае возгорания всего штабеля его следует, если это возможно, перелопатить или разложить на большой площадке более тонким слоем, уменьшив высоту штабеля до 300 мм. Это приведет к его охлаждению и прекращению процесса горения. Воду при тушении угля применять не рекомендуется, т.к. это может привести к еще большему возгоранию. Уголь, подвергшийся самовозгоранию, следует расходовать в первую очередь.

Топливное хозяйство при использовании жидкого топлива

Обычно при работе теплогенерирующей установки на жидкое топливо используется мазут, реже нефть, солярка и др. В связи с этим рассмотрим топливное хозяйство теплогенерирующей установки на примере мазутного. Следует отметить, что мазут также часто используется в качестве резервного или аварийного топлива.

Наиболее приемлемым способом доставки жидкого топлива от заводов переработки нефти до места нахождения тепло-генерирующей установки является железнодорожный, реже автомобильный и речной.

Мазутное хозяйство теплогенерирующей установки обычно включает в себя: приемно-сливные устройства, мазутохранилища, насосные станции, мазуто- и паропроводы и др.

Принципиальная схема мазутного хозяйства показана на рис. 3.4. Из железнодорожной цистерны 2 мазут сливают в приемную емкость 4. Для удобства обслуживания имеется эстакада 3.

В период отрицательных температур мазут может потерять текучесть, и для его разогрева обычно используется пар от котлов теплогенерирующей установки 12, который подается по паропроводу 1 в цистерну. Из приемной емкости 4 мазут насосом 6 перекачивается в мазутохранилище 7, при этом перед насосом устанавливается фильтр грубой очистки 5. Из мазутохранилища 7 через фильтр тонкой очистки 8 насосом мазут подается в пароводяной подогреватель 9, где он нагревается за счет теплоты пара, подаваемого из котла. Подогретый мазут далее направляется по подающему мазутопроводу 10 к форсункам котла 12. Мазута по мазутопроводу 10 должно подаваться больше, чем это требуется для горения, чтобы излишек горячего мазута по циркуляционному мазутопроводу 11 возвращался в мазутохранилище 7. Это позволяет за счет рециркуляционной линии 11 поддерживать мазутопроводы всегда в горячем состоянии, даже в случае прекращения процесса горения в котле, а также иметь подогретый до требуемой температуры мазут в мазутохранилище 7. Иногда параллельно с мазутопроводами прямой и рециркуляционной линий прокладываются паропроводы-спутники, которые предназначены на случай нештатных ситуаций или пуска мазутопроводов в эксплуатацию и после ремонтов. Все мазутопроводы следует прокладывать с уклоном не менее 0,01.

Для разогрева топлива в цистернах и его слива при отрицательных температурах окружающей среды могут быть использованы следующие способы.

1. Разогрев мазута в цистерне открытым паром давлением 0,6...1,0 МПа. Пар подают в цистерну через гибкие шланги, для чего используют эстакаду 3 (рис. 3.4). Время разогрева и слива мазута из цистерны составляет обычно от 6 до 9 часов.

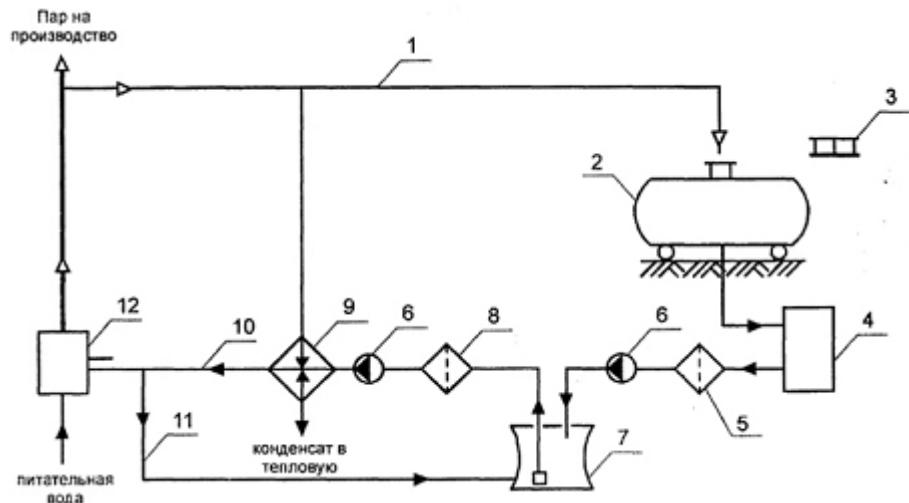


Рис. 3.4. Принципиальная схема мазутного хозяйства: 1 - паропровод; 2 - железнодорожная цистерна; 3 - эстакада; 4 - приемная емкость; 5 - фильтр грубой очистки; 6 - насос; 7 - мазутохранилище; 8 - фильтр тонкой очистки; 9 - подогреватель мазута; 10 - подающий мазутопровод; 11 - циркуляционный мазутопровод; 12 - котел

К недостаткам такого способа разогрева мазута следует отнести обводнение мазута (содержание воды в мазуте после разогрева может достигать 8% от массы мазута) и значительный расход пара (требуется до 100 кг пара на 1 тонну разогреваемого мазута).

Разогрев мазута в цистерне за счет его циркуляции. При этом способе горячий мазут подают в цистерну и организуют циркуляционный контур по горячему мазуту. Мазут, циркулирующий в этом контуре, подогревают в специальном теплообменнике. Температура подогрева мазута должна быть на 10...20 °C ниже, чем температура его вспышки. Рециркуляцию осуществляют до полного слива мазута из цистерны. К недостаткам такого способа следует отнести достаточно длительное время разогрева и необходимость создания рециркуляционного контура.

Слив мазута из цистерны под избыточным давлением. При этом способе на люк колпака цистерны герметично устанавливают съемную крышку с патрубком, через который в верхнюю часть цистерны подается сжатый воздух или пар; тем самым в цистерне создается избыточное давление, и мазут сливается через нижний люк цистерны. Данный способ имеет существенные недостатки, к основным из которых следует отнести: при значительном охлаждении мазута, когда он потерял подвижность, необходимо создание слишком большого избыточного давления в цистерне, что может привести к ее разрушению; для создания избыточного давления в цистерне следует иметь компрессорное оборудование, что значительно удорожает этот способ.

4. Разогрев мазута в цистернах в специальных тепляках-сарайах, в которые подается от теплообменников горячий воздух с температурой до 120 °C. Так как разогрев мазута при этом может идти только от поверхности цистерны в глубь за счет теплопроводности мазута, то данный способ отличается большой длительностью (до нескольких десятков часов), значительными расходами теплоты с горячим воздухом и тепловыми потерями, что приводит к его малой эффективности.

Для разогрева мазута в цистерне существуют и многие другие способы, например, с использованием электрических нагревателей, специальных цистерн и др., но они применяются достаточно редко.

При разогреве жидкого топлива в железнодорожных цистернах рекомендуемые температуры разогрева следует принимать: для мазута марки 40 - не менее 30 °C; для мазута марки 100 - не менее 60 °C; для легкого нефтяного топлива - не менее 10 °C.

В последнее время в качестве жидкого топлива в теплогенерирующих установках часто используют нефть, что является чрезвычайно опасным. Нередки случаи взрывов котлов из-за неправильной эксплуатации оборудования и неграмотных действий обслуживающего персонала, что приводит к тяжелым последствиям.

Если мазут используется в качестве основного и резервного топлива, при доставке его железнодорожным транспортом емкость для хранения мазута должна быть объемом не менее 10-суточного запаса, при доставке автомобильным транспортом - не менее 5-суточного запаса.

Топливное хозяйство при использовании газообразного топлива

Топливное хозяйство теплогенерирующей установки, работающей на газообразном топливе, является наиболее простым, надежным в эксплуатации и относительно дешевым по сравнению с другими, описанными выше. В качестве топлива в теплогенерирующих установках в настоящее время все более широко используют природный газ. Подготовка последнего к сжиганию заключается в основном в его дросселировании (понижении давления) до требуемых параметров и последующей подаче его к горелкам котла.

Газопроводы в зависимости от рабочего давления в них делятся в соответствии с [1] на три вида:

- газопроводы низкого давления (давление до 0,003 МПа);
- газопроводы среднего давления (давление от 0,003 до 0,3 МПа);
- газопроводы высокого давления (давление от 0,3 до 0,6 МПа).

Для поддержания необходимого давления газа перед котлами в топливном хозяйстве следует предусматривать газорегуляторные установки (ГРУ), как показано на рис. 3.5, размещаемые непосредственно в здании котельных. Также допускается устройство газорегуляторных пунктов (ГРП).

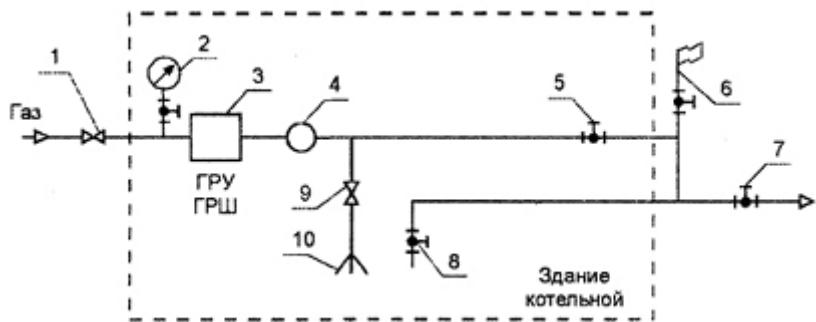


Рис. 3.5. Принципиальная схема газоснабжения котельной: 1 - отключающее устройство на вводе; 2 - манометр; 3 - газорегуляторная установка; 4 - расходомер; 5 - кран продувочного газопровода котельной; 6 - продувочный газопровод; 7 - кран штуцера отбора проб; 8 - кран продувочного газопровода котла; 9 - отключающее устройство котла; 10 - горелка котла

При расчете и подборе регулятора давления расход газа должен приниматься с коэффициентом запаса 1,15 к расчетному расходу.

Для безопасной работы теплогенерирующей установки на вводе газопровода в здание котельной должно быть установлено запорное отключающее устройство 1 - задвижка (рис. 3.5). Это устройство необходимо для отключения всей сети газопроводов теплогенерирующей установки на случай ремонта или аварии, а также при остановке ее на длительный период.

Перед каждым котлом должно быть установлено автоматическое отключающее устройство 9 (электромагнитный клапан-отсекатель системы автоматики), которое срабатывает и прекращает подачу газа к котлу при нарушении хотя бы одного из

контролируемых параметров его работы. Для освобождения газопроводов от воздуха должен быть продувочный газопровод 6. Для контроля качества поступающего на котельную газообразного топлива следует предусматривать линию для отбора проб газа с краном 7. Розжиг горелки может производиться с помощью запальника с краном 8.

Наличие минимального требуемого объема оборудования газового хозяйства теплогенерирующей установки позволяет обеспечить ее безопасную работу.

3.2 Теплогенерирующие установки

Назначение и классификация

Теплогенерирующей установкой (ТГУ) для систем теплоснабжения называют комплекс технических устройств и оборудования, предназначенный для выработки тепловой энергии в виде горячей воды или пара за счет сжигания органического топлива.

Теплогенерирующие установки можно классифицировать по следующим признакам:

- а) по назначению (по характеру нагрузки):
 - отопительные - для обеспечения теплотой систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения;
 - отопительно-производственные - для обеспечения теплотой систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения и для технологического теплоснабжения;
 - производственные - для технологического теплоснабжения;
- б) по размещению:
 - отдельно стоящие - теплогенерирующая установка размещена в отдельно стоящем здании (главном корпусе);
 - пристроенные к зданиям;
 - встроенные в здания другого назначения;
 - крышные - расположенные на крыше здания;
- в) по виду энергоносителя:
 - паровые;
 - водогрейные;
- г) по виду сжигаемого топлива:
 - на твердом топливе;
 - на жидкок топливе;
 - на газообразном топливе;
- д) по типу системы теплоснабжения:
 - установки с закрытой системой теплоснабжения;
 - установки с открытой системой теплоснабжения, когда водоразбор горячей воды происходит непосредственно из тепловой сети.

Тепловые схемы теплогенерирующих установок

Под тепловой схемой теплогенерирующей установки понимают графическое изображение основного и вспомогательного оборудования установки, объединяемого линиями трубопроводов. Различают несколько видов тепловых схем:

- принципиальная (на схеме указывается только основное оборудование и основные трубопроводы);
- развернутая (на схеме указывается все устанавливаемое оборудование и трубопроводы с расположенной на них запорной и регулирующей арматурой);
- рабочая, или монтажная (на схеме, выполненной в ортогональной или аксонометрической проекции, указываются отметки расположения трубопроводов, их наклоны, арматура, крепления, размеры и т.д.).

Развернутую и рабочую тепловые схемы составляют лишь после разработки и расчета принципиальной тепловой схемы; на их основе выбирают оборудование теплогенерирующей установки.

При рассмотрении тепловых схем теплогенерирующих установок все оборудование обычно делят на две категории:

- основное (котлы, подогреватели и охладители, расширители непрерывной продувки, деаэраторы, насосы, баки, редукционные охладительные установки, химводоочистка и др.);
- вспомогательное (арматура, резервные насосы, вспомогательные трубопроводы и др.).

В соответствии с СНиП 11-35-76* "Котельные установки" [1] тепловые нагрузки при расчете и выборе оборудования теплогенерирующих установок должны определяться для трех характерных режимов:

- максимального-зимнего (при средней температуре наружного воздуха в наиболее холодную пятидневку);
- наиболее холодного месяца (при средней температуре наружного воздуха в наиболее холодный месяц);
- летнего (при расчетной температуре наружного воздуха теплого периода, расчетные параметры А).

Рассчитать принципиальную тепловую схему теплогенерирующей установки - это значит определить:

- суммарную максимальную паро- или теплопроизводительность теплогенерирующей установки;
- число устанавливаемых котлов в котельной;
- расходы пара и воды по трубопроводам теплогенерирующей установки.

Суммарная паро- или теплопроизводительность теплогенерирующей установки определяется при указанных выше трех режимах ее работы. При этом под рабочей тепловой мощностью теплогенерирующей установки Q_p тгУ или рабочей паропроизводительностью D_p тгУ понимают суммарную максимальную мощность по всем энергоносителям (пару и горячей воде) с учетом мощности на покрытие собственных нужд теплогенерирующей установки Q_{ch} и потерь Q_{pot} , т.е. для водогрейной теплогенерирующей установки

$$Q_{p, \text{тгУ}} = Q_{\text{тех}} + Q_{\text{об}} + Q_{\text{гв}} + Q_{\text{чн}} + Q_{\text{пот}} \quad (1.1)$$

и для паровой

$$D_{p, \text{тгУ}} = D_{\text{тех}} + D_{\text{об}} + D_{\text{гв}} + D_{\text{чн}} + D_{\text{пот}}, \quad (1.2)$$

где $Q_{\text{тех}}$, $D_{\text{тех}}$ - тепловая мощность или расход пара на технологические нужды;

$Q_{\text{об}}, D_{\text{об}}$ - тепловая мощность или расход пара на отопление и вентиляцию;

$Q_{\text{гв}}, D_{\text{гв}}$ - тепловая мощность или расход пара на горячее водоснабжение;

$Q_{\text{чн}}, D_{\text{чн}}$ - тепловая мощность или расход пара на собственные нужды;

$Q_{\text{пот}}, D_{\text{пот}}$ - потери тепловой мощности и пара в теплогенерирующей установке.

Выбор типа, мощности и числа котлов

При проектировании теплогенерирующей установки требуется знать, сколько и каких котлов необходимо установить. Выбор типа котлов зависит от вида нагрузки, места расположения теплогенерирующей установки, тепловой мощности потребителей, вида топлива и т.п. При чисто паровой нагрузке к установке принимаются паровые котлы, при чисто отопительной нагрузке к установке принимаются водогрейные котлы, при смешанной нагрузке применяется для удобства установка одновременно паровых и водогрейных котлов.

Количество и единичную тепловую мощность водогрейных котлов и паропроизводительность паровых котлов, устанавливаемых в теплогенерирующей установке, следует определять по расчетной производительности котельной Q_p тгУ и D_p тгУ, используя формулы (1.1) и (1.2), проверяя при этом режим работы котлов для теплого летнего периода года.

Экономичная работа котлов зависит от их нагрузки и наблюдается при номинальной (проектной) нагрузке котлов. Поэтому мощность и количество котлов необходимо выбирать таким образом, чтобы в отопительный период котлы имели нагрузки, близкие к номинальным. В случае выхода из строя наибольшего по производительности котла в теплогенерирующей установке первой категории оставшиеся котлы должны обеспечить требуемый отпуск тепла потребителям. Следует отметить, что к потребителям теплоты первой категории относят тех, прекращение подачи теплоты которым может привести к опасности для жизни людей или значительному ущербу в народном хозяйстве страны. К потребителям теплоты второй категории относят остальных потребителей. Для теплогенерирующих установок, обеспечивающих тепловой энергией потребителей второй категории, отпуск теплоты не нормируется.

Для встроенных, пристроенных и крышиных котельных следует предусматривать автоматизированные котлы полной заводской готовности.

В теплогенерирующей установке должна предусматриваться установка не менее двух котлов, за исключением производственных теплогенерирующих установок второй категории, в которых допускается установка одного котла.

Максимальное количество котлов, устанавливаемых в теплогенерирующей установке, должно определяться на основании технико-экономических расчетов.

Принципиальная тепловая схема производственно-отопительной теплогенерирующей установки

Принципиальные тепловые схемы теплогенерирующих установок отображают протекающие в определенной последовательности тепловые процессы, связанные с трансформацией теплоносителя и исходной воды. При составлении схемы определяется все основное оборудование, необходимое для выработки теплоносителя заданных параметров, устанавливается взаимосвязь между элементами этого оборудования. На основе схемы производится тепловой расчет теплогенерирующей установки, составляются требуемые материальные и тепловые балансы по отдельным статьям расхода и прихода вырабатываемого теплоносителя и исходной воды.

Производственно-отопительные ТГУ проектируются на базе промышленных и отопительных нагрузок, при этом потребителю производится отпуск пара и горячей воды на технологические нужды и горячей воды для покрытия отопительных нагрузок.

Принципиальная тепловая схема паровой производственно-отопительной ТГУ с закрытой системой теплоснабжения и котлами типа ДЕ, КЕ, ДКВР,рабатывающими насыщенный или слегка влажный пар при давлении 1,4 МПа, приведена на рис. 1.1.

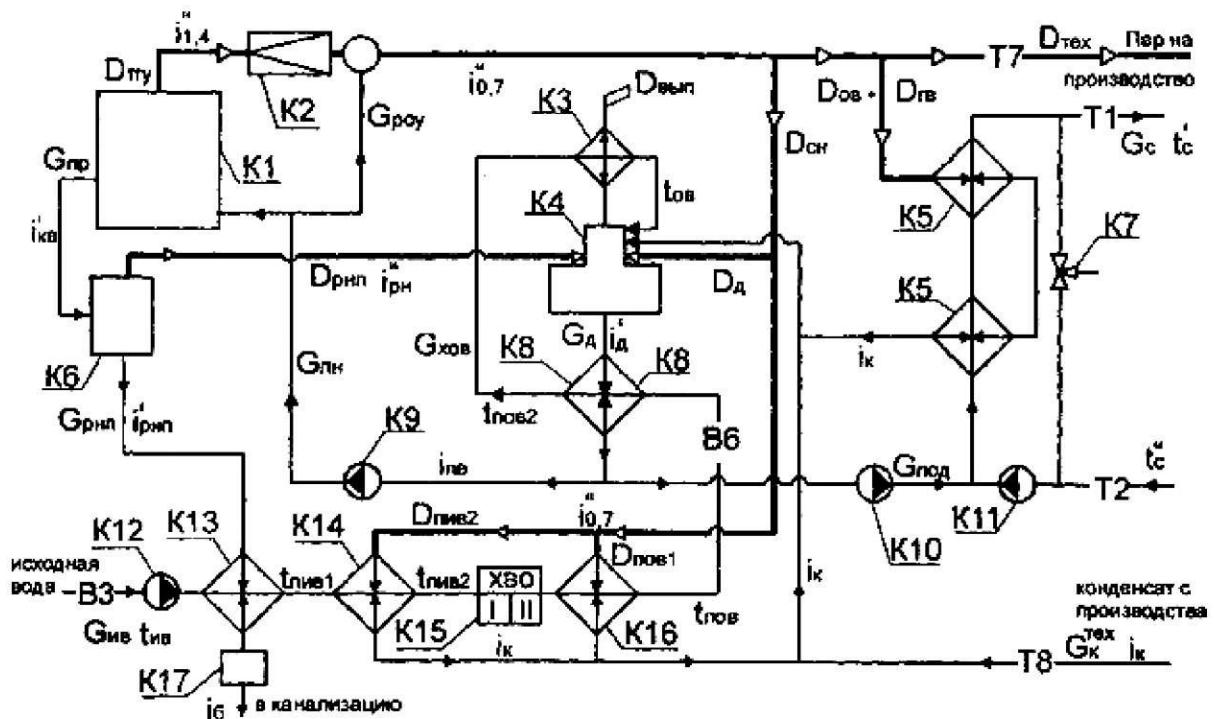


Рис. 1.1. Принципиальная тепловая схема производственно отопительной теплогенерирующей установки с закрытой системой теплоснабжения и паровыми котлами типа ДЕ и КЕ, работающими на насыщенном паре при давлении 1,4 МПа

Пар, вырабатываемый котельным агрегатом К1, через редукционную охладительную установку К2, в которой происходит понижение давления пара (обычно до 0,7 МПа), направляется на технологические нужды на производство, на собственные нужды ТГУ, в сетевые подогреватели К5 на выработку теплоты для отопления, вентиляции и горячего водоснабжения. В редукционно-охладительной установке К2 при дросселировании получают перегретый пар, который затем увлажняют питательной водой до состояния сухого насыщенного.

Для предотвращения повышения концентрации солей в воде, циркулирующей в контуре парового котла К1, предусматривается "продувка", т.е. вывод части котловой воды с большим содержанием солей из контура котла. За счет этого мероприятия предотвращается образование накипи в котле. Продувочная вода выводится в расширитель непрерывной продувки К6, где при пониженном давлении (около 0,15 МПа) она вскипает и отводится через подогреватель исходной воды К13 и барботёр К17 в канализацию.

Для восполнения потерь конденсата на производстве, потери воды с "продувкой" и в тепловых сетях, внутренних потерь пара и др. в схему ТГУ подается определенное количество исходной воды из водопровода.

Вода насосом исходной воды К12 подается в подогреватель исходной воды К13, где нагревается до 20-25 °С за счет теплоты, передаваемой в барботере от продувочной воды. Такая температура воды позволяет предотвратить конденсацию пара из воздуха и коррозию на внешних поверхностях труб и оборудования химводоочистки К15. После этого исходная вода подается во второй подогреватель исходной воды К14, обогреваемый паром. В установке химической очистки К15 происходит умягчение воды, т.е. удаление из нее солей жесткости, которые могут привести к образованию накипи в котле и тепловых сетях. Умягченная вода через подогреватели химически очищенной воды К16 и К8 и охладитель выпара К3 направляется в деаэратор атмосферного типа К4, где при ее кипении из воды удаляются растворенные газы (O_2 и CO_2), вызывающие внутреннюю коррозию труб котла. В деаэратор К4 также поступает конденсат с производства после

сетевых теплообменников К5. Для нагрева воды в деаэраторе до кипения в него подается пар после редукционной охладительной установки К2 и расширителя непрерывной продувки К6. Выделившиеся в деаэраторе газы с небольшим количеством пара, который называют выпаром, направляют в теплообменник К3, в котором пар конденсируется и отдает тепло умягченной воде, а газы выбрасываются в атмосферу.

Умягченная вода после деаэратора питательным насосом К9 подается в паровой котел К1 и к редукционной охладительной установке К2.

Для восполнения потерь сетевой воды в системе теплоснабжения имеется подпиточный насос К10. Перемещение воды в системе теплоснабжения осуществляется сетевым насосом К11. Требуемый температурный режим в ТГУ и системе теплоснабжения поддерживается с помощью перемычки и регулятора температуры К7.

При необходимости нагрева воды для технологических нужд в схему ТГУ включается самостоятельная установка.

Для открытых систем теплоснабжения в тепловую схему ТГУ, изображенную на рис. 1.1, должны быть внесены изменения в соответствии с рис. 1.2.

В блоке химводоочистки обрабатываемая вода разделяется на два потока, как показано на рис. 1.2:

- питательную воду $G_{\text{ХВО}}^{\text{ПК}}$ паровых котлов, прошедшую две ступени умягчения в ХВО и поступающую в деаэратор К4 (рис. 1.1);

- подпиточную воду $G_{\text{ХВО}}^{\text{TC}}$ тепловых сетей, прошедшую одну ступень умягчения в ХВО, подогреватель очищенной воды К20, и поступающую далее в деаэратор подпиточной воды К19 через охладитель выпара К18 и далее в бак-аккумулятор К21. Из бака-аккумулятора вода подпиточным насосом К10 подается в тепловую сеть.

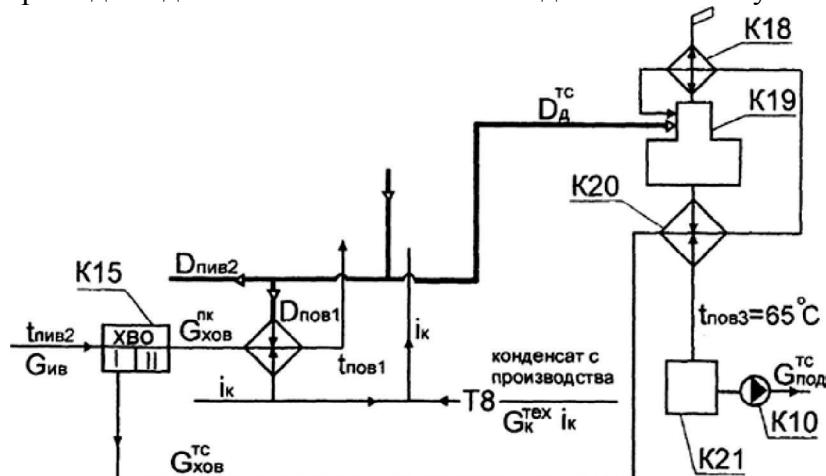


Рис. 1.2. Принципиальная схема блока химводоочистки для открытой системы теплоснабжения производственно-отопительной теплогенерирующей установки

Принципиальная тепловая схема отопительной теплогенерирующей установки с водогрейными котлами

Отопительная ТГУ проектируется на базе тепловых нагрузок на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, и используются при этом водогрейные котлы. Принципиальная схема отопительной ТГУ для закрытой системы теплоснабжения приведена на рис. 1.3. Так как многие элементы установки по своему назначению совпадают с аналогичными элементами ТГУ, изображенной на рис. 1.1, то ниже опущено их пояснение.

Обратная вода сетевым насосом К11 подается в водогрейный котел К1. Нагретая в котле вода направляется в подающий трубопровод Т1 и на собственные нужды ТГУ. Температура воды на входе в котел должна соответствовать требованиям заводов-изготовителей водогрейных котлов.

Температура воды должна быть выше значения, при котором может возникнуть низкотемпературная коррозия труб котла в связи с омыванием их продуктами сгорания топлива, содержащими раствор серной кислоты.

Такой раствор серной кислоты образуется при конденсации из дымовых газов водяных паров и соединении их с газом SO₃. Для повышения температуры обратной воды используется рециркуляционный насос K5.

Температура воды в подающем трубопроводе T1 тепловой сети должна меняться в соответствии с отопительным температурным графиком, что обеспечивается путем пропуска воды помимо котла K1 через перемычку с регулятором температуры K7.

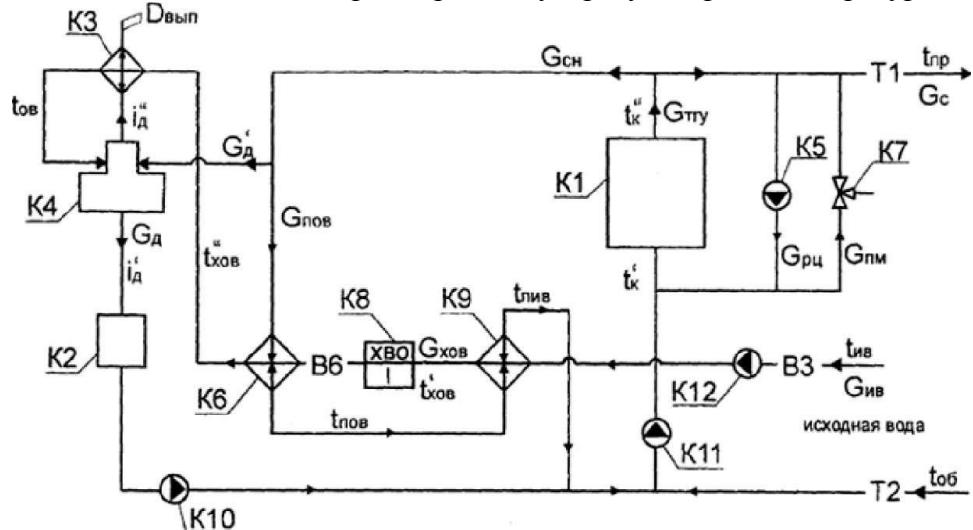


Рис. 1.3. Принципиальная тепловая схема отопительной теплогенерирующей установки с водогрейными котлами и закрытой системой теплоснабжения

Потери воды в ТГУ и тепловых сетях, а также расход воды на горячее водоснабжение (в открытых системах теплоснабжения) компенсируются подачей исходной воды из водопровода. Насосом исходной воды K12 вода подается в подогреватель исходной воды K9, где она подогревается до 20–25 °C, и затем направляется в установку химической очистки воды K8, где обычно применяется одноступенчатое умягчение воды. Умягченная вода через подогреватель химически очищенной воды K6 и охладитель выпара K3 подается в вакуумный деаэратор K4 (давление в деаэраторе около 0,03 МПа). Деаэрированная вода собирается в питательном баке K2, из которого она подпиточным насосом K10 направляется для подпитки тепловых сетей. Для нагрева воды в деаэраторе используется горячая вода из котла K1.

Для открытой системы теплоснабжения в схему водогрейной установки, изображенной на рис. 1.3, включаются дополнительно следующие элементы: баки-аккумуляторы для создания запаса воды для горячего водоснабжения в часы максимального расходования воды потребителем, перекачивающие насосы и насосы для подачи горячей воды потребителю и др.

3.3 Классификация и показатели работы топочных устройств

В промышленной теплоэнергетике используются все виды топлива — твердое, жидкое и газообразное. До массового применения жидкого и газообразного топлива в промышленных котельных слоевой способ сжигания твердого топлива был преобладающим.

Слоевые топочные устройства просты в эксплуатации, пригодны для работы на углях различных сортов в широком диапазоне нагрузок, характерны небольшим расходом электрической энергии на собственные нужды. Кроме того, они не требуют больших объемов топочных камер.

Топочные устройства для сжигания топлива в слое по степени механизации операций обслуживания (питание слоя топливом, шурование слоя и удаление шлака) делятся на механические (все операции механизированы), полумеханические (при обслуживании имеется доля ручного труда) и ручные (все операции по обслуживанию выполняются вручную).

Промышленностью выпускаются слоевые топочные устройства:

- механические — топки с чешуйчатой цепной решеткой прямого хода (ТЧ), топки обратного хода чешуйчатые (ТЧЗ), топки обратного хода ленточные (ТЛЗ);
- полумеханические — топки с пневмомеханическими забрасывателями и решеткой с поворотными колосниками (ПМЗ-РПК);
- ручные - топки с решеткой с поворотными колосниками (РПК).

Показатели работы топочных устройств

Основными показателями топочного устройства являются:

1. Пригодность для сжигания данного топлива.

2. Тепловая производительность $Q = B_p Q_p$, МВт.

3. Коэффициент расхода (избытка) воздуха на выходе из топки α_t .

4. Потеря теплоты от химической неполноты сгорания q_3 , %.

5. Потеря теплоты от механической неполноты сгорания q_4 , %.

6. Видимая объемная плотность тепловыделения в топке q_v , МВт/м³, характеризующая возможность сжигания в единице объема топки ВР, кг/с (или м³/с),

топлива при располагаемом тепле Q_p , МДж/кг (или МДж/м³), с минимально допустимыми значениями q_3 и q_4 : $q_v = \frac{B_p Q_p}{V_t}$.

7. Видимая плотность теплового потока зеркала горения (для слоевых топок) q_R , МВт/м², характеризующая возможность сжигания на решетке площадью R, м², топлива в количестве ВР, кг/с, с теплотой сгорания Q_i^r , МДж/кг, при минимальных значениях q_3 и

$$q_R = \frac{B_p Q_i^r}{R}$$

q_4 :

8. Видимая плотность теплового потока, МВт/м², через сечение топки площадью

$$q_F = \frac{B_p Q_p}{F_t}$$

F_t :

9. Доля золы, уносимая газами из топки, a_{y_n} .

10. Необходимое давление воздуха перед топкой Р, Па.

11. Температура дутьевого воздуха t_B , °С.

Большинство из приводимых показателей относится к камерным топкам, некоторые характерны лишь для твердого топлива (a_{y_n}), другие – только для слоевого его сжигания (q_R) и т.п. До рассмотрения особенностей и оптимальных схем сжигания различных топлив отметим, что выбор соответствующих характеристик топочного устройства связан с качеством сжигаемого топлива и принятым способом его сжигания.

Топочные устройства для сжигания твердого топлива

Для сжигания твердого топлива используют устройства, які называют топками. В топках происходит процесс горения, при котором химическая энергия топлива преобразуется в тепловую энергию продуктов сгорания, которая передается дальше по назначению.

Существующие топочные устройства можно разделить на шаровые и камерные. Шаровые топки предназначены для сжигания твердого топлива в слое на колосниковой решетке. В камерных топках сжигается твердое топливо во взвешенном состоянии в виде пыли и дробленых частиц, а также жидкое, который распыляется с помощью форсунок, и газообразное. Камерные топки подразделяются на факельные и вихревые (циклонные).

Топки для сжигания жидкого топлива

Для сжигания жидкого топлива применяются факельные(камерные) топки.

Для осуществления процесса горения жидкого топлива его необходимо предварительно распылить. Для распыления топлива используются спец. устр-ва – форсунки . Горелки устроены также как и горелки для газообразного топлива, но вставляются еще форсунки

Форсунки бывают: механические и паромеханические (распыление осуществляется остройм паром)

Для сжигания мазута необходима его предварительная подготовка: уменьшение вязкости и распыление. Горению топлива должно предшествовать его испарение, смешение с окислителем, прогрев горючей смеси. Распыление и распределение жидкого топлива в потоке окислителя производится в элементе горелки – форсунке. Горелка – это устройство, состоящее из форсунки, воздухонаправляющего аппарата и амбразуры. По способу распыления топлива форсунки разделяют на следующие виды:

- механические - форсунки, в которых распыление производится за счет потенциальной энергии струи мазута, находящейся под давлением. В таких форсунках мазуту сообщается вращательное движение (подача по касательной, лопаточный завихритель и т.д.), и затем он с большой скоростью вытекает из отверстия (сопла) в форме конусной пленки, которая при больших скоростях распадается на мелкие капли. Такие форсунки имеют узкий диапазон регулирования (при снижении давления мазута качество распыления ухудшается).

- пневматические – форсунки, в которых для распыления мазута используется кинетическая энергия распыляющего агента (воздух, пар). Струя пара или воздуха подхватывает тонкие струйки мазута, направляемые в нее под углом, и разбивает их на отдельные капли. Такие форсунки потребляют много пара и издают при работе шум. Удовлетворительное распределение мазута обеспечивают комбинированные паромеханические форсунки. Форсунки с паровым распылением применяются для кратковременной работы котла (например, растопка). Форсунки с воздушным распылением не эффективны и используются, если мазут является аварийным топливом.

- ротационные – форсунки, в которых для распыления используется механическая энергия вращающегося распылителя (диск или стакан). В зависимости от размеров и режима работы распылителя может происходить образование струй или пленки, распадающейся затем на капли. Эти форсунки сложны при изготовлении, но широко распространены.

3.4. Водный режим паровых и водогрейных котлов

Водный режим работы котлов

Бесперебойная и экономичная работа котлов теплоэнергетической установки возможна только при правильной организации в ней водного режима. Наличие механических примесей и взвешенных частиц в воде приводит к отложениям и забивке труб грязью. Наличие в воде солей приводит к отложениям накипи на внутренних поверхностях труб котла. В соответствии с требованиями СНиП II-35-76* "Котельные

"установки" [1] запрещено проектировать теплогенерирующие установки без водоподготовки. Поэтому для паровых и водогрейных установок необходима предварительная специальная подготовка воды, которая осуществляется на станциях химводоочистки теплогенерирующих установок.

Основными накипеобразующими примесями необработанной воды являются соли кальция и магния, содержание которых обуславливает жесткость воды. К таким солям относят: сульфат кальция (CaSO_4); карбонаты кальция и магния (CaCO_3 и MgCO_3); силикаты кальция и магния (CaSiO_3 и MgSiO_3); гидроокиси (Ca(OH)_2 и Mg(OH)_2) и др. Выделение твердой фазы из воды происходит из-за упаривания воды, вследствие чего повышается концентрация солей в ней и раствор приближается к насыщению. В то же время накипь, состоящая в основном из CaCO_3 , образуется уже при нагреве воды до 40...50 °C. В местах ее отложения происходит перегрев металла труб котла и деформация или даже появление трещин, при этом резко ухудшается процесс теплопереноса за счет дополнительного термического сопротивления самих отложений.

Выделение из воды твердой фазы (накипи) и отложение ее на поверхностях нагрева называют первичным процессом накипеобразования. Выпадающий осадок в виде взвешенных частиц (шлама) в объеме воды, который легко удаляется из котла с помощью продувки, называют вторичными отложениями.

Для нормальной работы котлов должен быть создан безнакипный режим работы, который обеспечивается за счет соответствующей подготовки исходной воды

Физико-химические характеристики воды

При работе теплогенерирующей установки в ее различных частях движется вода с разными свойствами, как показано на рис. 2.1:

- исходная (которая берется из открытых водоемов, рек, подземных скважин, хозяйствственно-питьевого водопровода);
- химически очищенная (когда вода прошла цикл очистки от солей жесткости);
- питательная (когда из химически очищенной воды удалили газы);
- подпиточная вода (очищенная вода, идущая на подпитку тепловых сетей или на собственные нужды установки);
- котловая (вода, циркулирующая в контуре котла);
- продувочная (солесодержащая вода, удаляемая из котла при продувке);
- сетевая (вода, циркулирующая в тепловой сети). Качество воды может быть охарактеризовано рядом ее параметров:
 - количеством взвешенных частиц в воде, мг/кг;
 - сухим остатком, мг/кг;
 - общим солесодержанием (минеральным остатком), мг/кг;
 - жесткостью, мг-экв/кг;
 - щелочностью, мг-экв/кг;
 - содержанием кремниевой кислоты (SiO_2), мг/кг;
 - концентрацией водородных ионов и содержанием коррозионно-активных газов, мг/кг.

Количество взвешенных частиц. К взвешенным частицам относят механические примеси, удаляемые из воды путем фильтрования.

Для определения этого показателя качества воды необходимо взять 1 кг воды и профильтровать ее. Затем следует фильтровальную бумагу с осадком высушить и определить массу самого остатка на бумаге в мг - это и будет количеством взвешенных частиц.

Сухой остаток S получают испарением 1 кг отфильтрованной воды при температуре 105-110 °C. Этот показатель указывает на количество растворенных в воде веществ.

Общее солесодержание, характеризующее количество солей в воде, на практике можно определить суммированием катионов и анионов, полученных в результате полного химического анализа воды.

Жесткость. Различают следующие виды жесткости воды:

- общую жесткость \mathcal{J}_0 , которая характеризует содержание в воде всех солей кальция и магния;

карбонатную (временную) жесткость \mathcal{J}_k , обусловленную наличием в воде бикарбонатов кальция и магния ($\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$ и $\text{Mg}(\text{HCO}_3)_2$);

- некарбонатную (постоянную) жесткость \mathcal{J}_{nk} , которая характеризуется наличием в воде остальных солей кальция и магния (хлоридов - CaCl_2 и MgCl_2 , сульфатов - CaSO_4 и MgSO_4 , силикатов- CaSiO_3 и MgSiO_3 , и др.).

Они связаны между собой уравнением

$$\mathcal{J}_0 = \mathcal{J}_k + \mathcal{J}_{nk}.$$

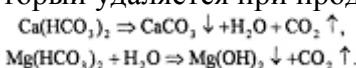


Рис. 2.1. Схема движения воды и пара в теплоэнергетической установке

Кроме вышеописанных видов жесткости, различают еще кальциевую \mathcal{J}_{Ca} и магниевую \mathcal{J}_{Mg} . Кальциевая жесткость зависит от концентрации в воде катионов кальция, а магниевая - от катионов магния, и они связаны с общей жесткостью воды соотношением

$$\mathcal{J}_0 = \frac{\text{Ca}^{+2}}{20,04} + \frac{\text{Mg}^{+2}}{12,16}.$$

При кипении воды бикарбонаты кальция и магния переходят в карбонаты и выпадают в осадок в виде шлама, который удаляется при продувке:



За единицу измерения жесткости воды принят мг-экв, равный 20 мг кальция или 12 мг магния.

Часто на практике данные по качеству щелочности конденсата отсутствуют. В таких случаях ее принимают равной 0,05...0,1 мг-экв/кг.

Следует отметить, что относительная щелочность для паровых котлов давлением до 4 МПа со сварными барабанами и сварными соединениями труб с барабанами и коллекторами не нормируется.

Содержание кремниевой кислоты в воде характеризует концентрацию в ней различных соединений кремния, находящихся в молекулярной или коллоидной форме. Вредное влияние соединений кремния оказывается на работе парогенераторов с

давлением пара более 7 МПа, т.к. только при этом давлении и выше кремниевая кислота начинает растворяться в паре.

Концентрация водородных ионов и содержание коррозионно-активных газов. Растворенные в воде агрессивные газы O_2 и CO_2 вызывают различные виды коррозии и характеризуют коррозионные свойства воды. При нагревании воды из нее начинают выделяться газы, общее количество которых можно определить, если довести воду до кипения и из нее выделятся все газы.

Важное значение для качества питательной воды имеет показатель концентрации в воде водородных ионов pH . При нейтральной реакции воды $pH = 7$, при $pH < 7$ реакция воды будет кислой, а при $pH > 7$ - щелочной.

Требования, предъявляемые к качеству исходной, питательной, котловой воды и пара

В соответствии с действующими правилами устройства и эксплуатации теплогенерирующих установок к воде и пару предъявляются определенные требования, изложенные в нормативном документе [4].

В приведенных нормативных документах содержатся сведения о допустимом содержании веществ и газов в воде и паре. В случае, если эти требования в период эксплуатации котлов не соблюдаются, на внутренних поверхностях котла образуется накипь, структура и состав которой приведены в табл. 2.1.

Наличие накипи значительно ухудшает работу и усложняет эксплуатацию котла и приводит к негативным последствиям:

- уменьшается срок службы системы
- увеличивается расход топлива;
- возрастают числа внеплановых ремонтов;
- увеличиваются затраты электроэнергии на транспортировку воды и т.п.

Таблица 2.1 - Состав и структура накипи

| Деление накипи по составу | Характеристика | Структура | Места образования |
|---------------------------|--|--|--|
| Карбонатная | С преобладанием до 70...80% карбонатов кальция и магния ($CaCO_3$, $MgCO_3$) | От рыхлой до плотной | В местах с пониженной температурой и замедленной циркуляцией воды |
| Сульфатная (гипсовая) | С повышенным содержанием (до 50%) сульфата кальция ($CaSO_4$) | Особо твердая при сильном сцеплении с металлом | На наиболее горячих поверхностях нагрева |
| Силикатная | С содержанием до 20...25% силикатов кальция ($CaSiO_3$) и магния ($MgSiO_3$) и гидросиликатов кальция и магния | Повышенная твердость. Имеет стекловидный характер и сильное сцепление с металлом | В местах с наибольшей плотностью теплового потока |
| Смешанная | Состоит из смеси сульфата кальция, карбонатов кальция и магния и др. | От рыхлой до плотной | В местах с пониженной температурой воды и на наиболее горячих поверхностях |

Обработка воды

Условно схему подготовки исходной воды для теплогенерирующей установки можно представить в виде табл. 2.2.

Сама обработка воды предусматривает:

- удаление взвешенных примесей из воды в осветительных фильтрах; снижение жесткости (умягчение) воды на станции химводоочистки;
- поддержание определенной величины щелочности воды на станции химводоочистки;
- снижение общего солесодержания воды за счет продувки;
- удаление растворенных агрессивных газов из воды в деаэраторе.

Таблица 2.2- Типы и методы обработки воды

| Тип обработки | Метод обработки |
|------------------------------|--|
| Докотловая (предварительная) | Отстаивание Фильтрование Коагуляция Умягчение |
| Внутрикотловая | Продувка Деаэрация Присадки химических реагентов |

3.5 Запорная арматура

Запорная арматура — вид трубопроводной арматуры, предназначенный для перекрытия потока среды. Она имеет наиболее широкое применение и составляет обычно около 80% от всего количества применяемых изделий. К запорной арматуре относят и пробно-спускную и контрольно-спускную арматуру, используемую для проверки уровня жидкой среды в ёмкостях, отбора проб, выпуска воздуха из верхних полостей, дренажа и т.д.

Обратные клапаны

Обратный клапан — вид защитной трубопроводной арматуры, предназначенный для недопущения изменения направления потока среды в технологической системе. Обратные клапаны пропускают среду в одном направлении и предотвращают её движение в противоположном, действуя при этом автоматически и являясь арматурой прямого действия (наряду с предохранительными клапанами и регуляторами давления прямого действия). С помощью обратной арматуры возможно защитить различное оборудование, трубопроводы, насосы и сосуды под давлением, а также существенно ограничить течь рабочей среды из системы при разрушении её участка.

Применяются обратные клапаны с различными запорно-регулирующими элементами, например, в виде шарика или конуса. Обычный гидравлический обратный клапан состоит из корпуса, шарика и пружины 2. При движении жидкости в прямом направлении запорно-регулирующий элемент отжимается от седла и поток с минимальными потерями проходит через рабочее окно клапана. При обратном направлении потока жидкость прижимает запорно-регулирующий элемент к седлу. Движение жидкости в этом направлении прекращается. Пружины предназначены лишь для преодоления сил трения при посадке запорного элемента на седло. Так как пружины приводят к увеличению перепада давление на клапане при прохождении потока в прямом направлении, а допустимая величина перепада давления на обратных клапанах составляет 0,01...0,03 МПа, то жесткость пружин обычно выбирают минимальной. Обратные клапаны изготавливаются как отдельно, так и встроенным в узлы и агрегаты. На корпуса обратных клапанов наносят стрелку, указывающую направление движения рабочей жидкости через клапан

3.6 Обслуживание вспомогательных устройств

Система техобслуживания (ТО) и ремонта по техническому состоянию включает в себя проведение технического обслуживания, диагностических контролей технического состояния, выполнение работ при регламентных остановках* и восстановление работоспособного состояния в случае отклонения значений диагностируемых параметров от установленных нормативно-технической документацией.

Основным документом в организации технического обслуживания и ремонта (ТОР) по фактическому состоянию является годовой график периодичности ТО, плановых диагностических контролей и регламентных остановок (или плановых ремонтов в случае обслуживания оборудования по системе ППР). Ремонт по фактическому техническому состоянию производится по результатам планового или внепланового диагностического контроля. Вид системы ТОР для каждого типа оборудования утверждается главным инженером ОАО МН.

Годовой график ТО, плановых диагностических контролей и регламентных остановок составляется инженерами соответствующих служб НПС за месяц до окончания текущего календарного года, согласовывается с начальниками ремонтных участков ПТС (БПО), визируется главными специалистами РНУ и утверждается главным инженером РНУ. Утвержденный график хранится у инженер-механика НПС и главного механика РНУ. Вывод оборудования в ремонт для приведения ТО и ремонтов проводится в установленном в ОАО МН порядке.

Результаты проведенных ТО и ремонтов заносятся в журнал учета ремонтов и ТО (паспорте формуляре) находящийся у инженер-механика НПС, за которым закреплено оборудование.

Шлакозолоудаление

Наиболее трудоемким процессом при эксплуатации котельных установок является шлакозолоудаление. Этот процесс состоит из следующих операций: удаление золы и шлаков из топочных устройств и золовых бункеров; удаление золы и шлаков за пределы котельной; удаление золы и шлаков с территории, прилегающей к котельной. Перечисленные операции осуществляют различными способами. Выбор того или иного способа шлакозолоудаление зависит от ряда условий: систем и конструкции топочных устройств, зольности сжигаемого топлива, но главным образом от мощности котельной, т. е. соответственно от общего расхода очаговых остатков.

Способы механизированного шлакозолоудаления подразделяются на гидравлический, механический и пневматический. Гидравлический способ шлакозолоудаление требует определенных условий: достаточно большое количество воды, удобный золоотвал, расположенный не далее 5 км от котельной, благоприятный рельеф местности для прокладки золопровода с уклоном в сторону золоотвала. Сочетание этих условий, особенно для отопительных котельных, расположенных среди жилых массивов, довольно редко. Кроме того, сравнительно высокая стоимость сооружения систем гидрозолоудаления и большой удельный расход электроэнергии на 1 т золы препятствуют ее широкому распространению.

Механический способ шлакозолоудаления отличается от других наименьшими капитальными и эксплуатационными затратами. Однако он имеет и недостатки, ограничивающие область его применения. Так, даже при расходе очаговых остатков порядка 5 т/ч приходится перемещать их не только в горизонтальном, но и в вертикальном направлении. Кроме того, довольно быстро изнашиваются скребки, цепи и другие узлы, а ремонтировать их на ходу достаточно сложно.

Золоулавливание

Устройства золоулавливания служат для очистки дымовых газов от летучей золы и являются неотъемлемым элементом котельного агрегата. Запыленность дымовых газов зависит от вида применяемого топлива и типа топок; при сжигании топлива на ручных

колосниковых решетках она составляет от 1 до 5 г/м³; при полумеханических топках с механическими или пневматическими забрасывателями запыленность достигает 6—7 г/м³.

Применение очистки дымовых газов вызвано тем, что зола, выбрасываемая с дымовыми газами в атмосферу, загрязняет воздух и прилегающую местность, что ухудшает, особенно в промышленных городах, санитарно-гигиенические условия. Нужно также иметь в виду, что летучая зола, содержащаяся в дымовых газах, истирает поверхности котла, экономайзера и ротора дымососа.

Особенно важное значение золоулавливание имеет для котельных установок, потребляющих многозольное топливо. В настоящее время в СССР запрещено утверждать проекты промышленных котельных, если в них не предусматриваются устройства по золоулавливанию.

Золошлакоудаление и золоулавливание

В котельных, работающих на твердом топливе, системы шлакозолоудаления должны обеспечивать надежное и бесперебойное удаление золы и шлаков, безопасность обслуживающего персонала, защиту окружающей среды от запыленности и загрязнения.

При общем выходе золы и шлаков из котельной более 150 кг/ч для их удаления применяются механические, пневматические или гидравлические системы шлакозолоудаления.

Удаление золы и шлака допускается предусматривать индивидуальным для каждого котла или общим для всей котельной, складирование золы и шлака, как правило, следует предусматривать совместно.

Для удаления золы и шлака из котельных с котлами, оборудованными топками ручного обслуживания, применяются монорельсовый подвесной транспорт, узкоколейные вагонетки или безрельсовые тележки с опрокидным кузовом.

Котельные установки, работающие на твердом топливе, как правило, оборудуются золоуловителями; обслуживающий персонал котельной осуществляет обеспечение бесперебойной работы золоулавливающей установки.

Степень очистки дымовых газов при номинальном режиме работы золоуловителей обеспечивается в соответствии с инструкцией завода-изготовителя или проектом.

Устройство и эксплуатация газоходов и золоуловителей должны обеспечить равномерное распределение газов между отдельными секциями золоуловителя и внутри каждой секции.

Отключающие устройства обводных газоходов у золоуловителей должны быть плотными.

Для предотвращения конденсации водяных паров на стенках золоулавливающих аппаратов и газоходов необходимо строго следить за состоянием изоляции наружной поверхности золоулавливающих аппаратов и отводящих газоходов.

Для предотвращения присосов воздуха в золоуловителях золосмывные аппараты обеспечиваются гидравлическими затворами.

Для предупреждения образования в золоуловителе сквозных отверстий при сжигании многозольных топлив на все изнашивающиеся детали наносятся защитные покрытия.

Пол зольного помещения выполняется гладким, с уклоном к дренажным каналам. Каналы перекрываются на уровне пола.

Затворы шлаковых бункеров и смотровые окна-гляделки в шлаковых шахтах выполняются плотными.

При выгрузке шлака и золы из бункеров принимаются меры для защиты от запыления и загрязнения окружающей территории.

Состояние золоуловителей и их систем контролируется эксплуатационным персоналом не реже 1 раза в смену комиссией под руководством лица, ответственного за технический и технологический контроль.

Контроль присосов воздуха в золоуловители котла организуется не реже 1 раза в месяц.

Выявленные неплотности в корпусах золоуловителей, дефекты их внутреннего оборудования и систем устраняются, если нет необходимости останавливать оборудование, в 3-дневный срок.

При останове котла на 3 суток и более золоуловители осматриваются и очищаются от отложений.

Эксплуатационные испытания золоуловителей выполняются при вводе их в эксплуатацию из монтажа, а также после капитального ремонта или реконструкции.

Для проведения эксплуатационных испытаний золоуловители оборудуются штуцерами, лючками и другими приспособлениями, а также стационарными площадками для обслуживания используемых при испытаниях приборов.

Капитальные и текущие ремонты золоуловителей выполняются в период капитального и текущего ремонта котла.

Изменение конструкции либо модернизация золоуловителей разрешается только после согласования с организацией – разработчиком золоулавливающей установки.

3.7 Водоуказательные приборы

В котельных для определения уровня воды используются водоуказательные приборы с круглым и плоским стеклом, сниженные указатели уровня и водопробные краны. Принцип работы водоуказательных приборов - закон сообщающихся сосудов: вода в сообщающихся сосудах устанавливается на одном уровне независимо от формы. Водоуказательное стекло является основным прибором для определения уровня воды в паровых котлах - на каждом должно быть не менее двух водоуказательных приборов. Водоуказательный прибор состоит из круглого или плоского стекла и кранов - парового, водяного и продувочного. Если при работе парового котла краны водоуказательного прибора не загрязнены, то уровень воды в нём слегка колеблется. При загрязнении водяного крана уровень воды становится неподвижным, а если засорился паровой, водоуказательное стекло заполняется водой выше действительного уровня. Продувку проводят каждую смену. Если водоуказательное стекло находится на высоте больше 6 м от площадки наблюдения или уровень воды плохо просматривается, допускается установка двух сниженных указателей уровня воды. На них должны быть нанесены низший и высший допустимые уровни воды по водоуказательному стеклу, которое установлено на этом же кotle. В этих случаях допускается установка одного водоуказательного стекла прямого действия. Прибор работает по принципу уравновешивания двух столбов воды в соединительных трубках при помощи цветной жидкости, которая находится в них и имеет большую вязкость, чем вода и не смешивается с ней. Состав тяжёлой жидкости бывает различный. Например, четырёхбромистый углерод с хлороформом и бензолом. На всех водоуказательных приборах против допустимого низшего уровня воды в котле должен быть установлен неподвижный металлический указатель с надписью «НДУ». Этот указатель должен быть установлен не менее чем на 25 мм выше нижней видимой кромки стекла. Такой же указатель устанавливается ниже на 25 мм верхней видимой кромки стекла с надписью «ВДУ», соответствующему высшему допустимому уровню воды в котле.

3.8 Токсичность выбросов и их воздействие на человека

Оксид углерода (CO) действует на нервную и сердечно-сосудистую системы, вызывает удушье. При наличии в воздухе оксидов азота токсичность возрастает. Появление болей в голове, ощущение пульса в висках, головокружение.

Оксиды азота NxOy. Оксид NO₂ очень ядовит, раздражающе действует на органы дыхания человека. Легкий кашель, сильный кашель, рвота, иногда головная боль.

Диоксид серы SO_2 создает неприятный вкус во рту, раздражает слизистые оболочки глаз и дыхательные пути.

Углеводороды снижают активность, вызывают головную боль, головокружение. Раздражающие действуют на слизистые оболочки глаз и дыхательные пути. Особую опасность представляет бензапирен $C_{20}\text{H}_{12}$.

Пыль различного состава и происхождения. Опасность для человека представляют тонкодисперсные пыли с размером частиц 0.5-10 мкм. Легко проникают в органы дыхания.

Транспорт. Наибольшей токсичностью обладает выхлоп карбюраторных ДВС (CO , NOx , CnHn). Дизельные ДВС выбрасывают в большинстве своем сажу, которая в чистом виде не токсична, но на своей поверхности могут нести молекулы и частицы токсичных веществ. Применение этилированного бензина вызвало загрязнение воздуха весьма токсичными соединениями свинца, обладающими способностью накопления в организме.

Защита окружающей среды

В условиях научно-технического прогресса важнейшей задачей человечества является охрана важнейших элементов окружающей среды (воздух, вода, почва), которые из-за вредных промышленных выбросов и отходов подвергаются сильнейшему загрязнению. Результатом чего является закисление почвы и воды, изменение климата и разрушение озонового слоя. В последние годы, в связи с необратимыми процессами и изменениями окружающей среды, вопросы охраны среды выросли в общемировую проблему. Поэтому разработка долгосрочной экологической политики по созданию благоприятных условий (пдв) стала необходима.

Создание условий для улучшения экологической обстановки - процесс долгий, требует согласованности и последовательности действий. Приоритетными в экологической политике РФ сегодня следующие вопросы:

- обеспечение экологически безопасных условий для проживания;
- рациональное использование и охрана природных ресурсов;
- обеспечение экологической и радиационной безопасности (пдв);
- экологизация промышленности;
- повышение экологической культуры общества и формирование экологического сознания у людей.

4. МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПОДГОТОВКЕ К ЗАНЯТИЯМ

4.1 ЛР-1 Тема: Рассмотрение построения тепловых схем и принципа работы теплоэнергетических установок.

4.2 ЛР-2 Тема: Исследование качеств органического топлива: определение влажности органического топлива; исследование минеральной части топлива.

4.3 ЛР-3 Тема: Устройство, работа, характеристики паровых котлов

4.4 ЛР-4 Тема: Устройство, работа, характеристики водогрейных котлов

4.5 ЛР-5 Тема: Исследование и принцип работы газовых горелок

4.6 ЛР-6 Тема: Топочные устройства. Определение общей теплоотдачи отопительного прибора

4.7 ЛР-7 Тема: Расчет дутьевых и тяговых устройств

4.8 ЛР-8 Тема: Исследование и принцип работы основных узлов и агрегатов газораспределительного пункта котельной

4.9 ЛР-9 Тема: Изучение химводоподготовки питательной и сетевой воды

4.10 ЛР-10 Тема: Исследование работы питательных устройств

4.11 ЛР-11 Тема: Арматура и гарнитура котельных установок

4.12 ЛР-12 Тема: Основы методики расчета низкотемпературной коррозии и износа поверхностей нагрева со стороны греющих газов

- 4.13 ЛР-13** Тема: Определение суммарной мощности теплоэнергетической установки
- 4.14 ЛР-14** Тема: Виды теплотехнических измерений. Погрешность
- 4.15 ЛР-15** Тема: Расчет систем автоматики котельных установок
- 4.16 ЛР-16** Тема: Охранные мероприятия в теплоэнергетических установках
- 4.17 ЛР-17** Тема: Исследование, принцип работы основных узлов атомных теплоэлектроцентралей, геотермальных установок и электродных котлов, гелиоустановок, теплонаносных, биогазовых установок

При подготовки к занятию необходимо обратить внимание на нижеперечисленные сведения. Для успешного выполнения и защиты лабораторных работ студенту необходимо в соответствии с тематическим планом лабораторных работ, проводить самостоятельную предлабораторную подготовку, т.е. систематически готовиться к каждому занятию по следующей схеме:

- 1) глубоко изучить соответствующий теоретический материал по конспекту лекций, а также по лабораторному практикуму, познакомиться с нормативно-технической документацией;
- 2) познакомиться с методиками проведения опытов и техникой безопасности;
- 3) предварительно подготовить форму лабораторного отчета;
- 4) ответить на контрольные вопросы для допуска к работе;
- 5) для защиты лабораторной работы устно подготовить ответы на примерный перечень вопросов.

Вопросы, возникающие при самостоятельной подготовке к работе, студент должен выяснить у преподавателя, ведущего лабораторный практикум.