

621.1

ОТОПИТЕЛЬНО-
ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ
КОТЕЛЬНАЯ

Методические указания

НОВОСИБИРСК
2016

ОТОПИТЕЛЬНО-
ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ
КОТЕЛЬНАЯ

Методические указания
к расчетно-графическому заданию
для студентов 3 курса ФЭН, ООП 080200.62 Менеджмент,
профиль: Производственный менеджмент в энергетике
по дисциплине *Производство и передача тепловой энергии*

УДК 621.1

Настоящие методические указания используются студентами для выполнения расчетно-графического задания по курсу «Производство и передача тепловой энергии»

Составил канд. техн. наук, доцент Ю.И. Шаров

Рецензент канд. техн. наук, доцент О.К. Григорьева

Работа подготовлена на кафедре
тепловых электрических станций

© Новосибирский государственный
технический университет, 2016

Введение

В расчетно-графическом задании рассматриваются вопросы: производства тепловой энергии в отопительно-производственных котельных и передачи ее потребителям [1], а также некоторые аспекты охраны окружающей среды от воздействия вредных выбросов [4]. Основная цель методических указаний:

- закрепить теоретические знания студентов по курсу «Производство и передача тепловой энергии»;
- научить студентов применять полученные ими знания к решению конкретных задач.

Порядок выполнения расчетно-графического задания

1. Рассчитывается тепловая схема котельной и выбирается основное оборудование.
2. Оценивается тепловая экономичность котельной.
3. Выполняется расчет вредных выбросов и высоты дымовой трубы.
4. Оформляется пояснительная записка.

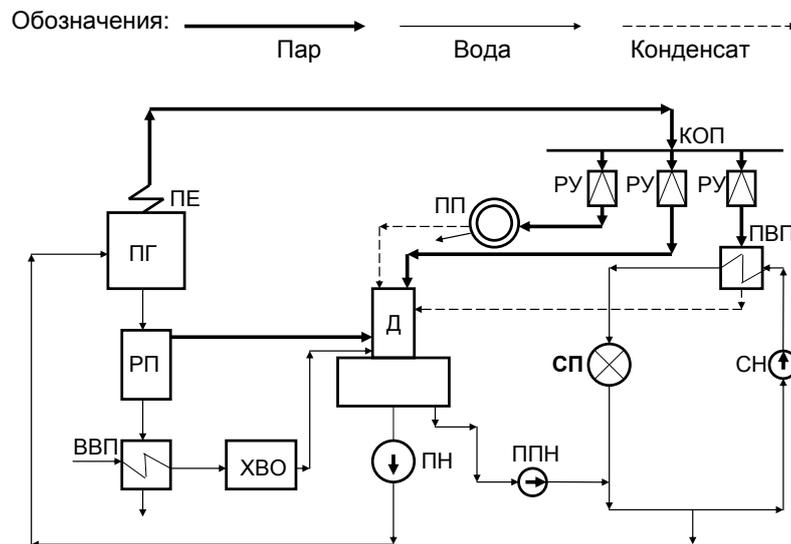


Рис. 1.1. Схема котельной: ПГ – парогенератор; ПЕ – пароперегреватель; КОП – коллектор острого пара; РУ – редуцирующие установки; ПП – производственный потребитель; СП – сетевой потребитель; ПВП – пароводяной подогреватель; СН – сетевой насос; ПН – питательный насос; ППН – подпиточный насос; Д – деаэратор; ХВО – химическая водоочистка; ВВП – водоводяной подогреватель; РП – расширитель продувки

1. Расчет тепловой схемы котельной

Расчет тепловой схемы котельной установки (рис. 1.1) является основным при ее проектировании. На основании этого расчета выбирается оборудование и определяются технико-экономические показатели. Этот расчет выполняется обычно для ряда характерных режимов работы.

По зимнему режиму (при средней температуре наиболее холодного месяца) выполняется расчет дымовой трубы котла и выбираются тепловые нагрузки системы отопления.

1.1. Основные положения

- Количество котлов (не менее двух и не более шести) и их мощность выбираются по паропроизводительности котельных установок.
- При выборе основного оборудования предусматривается установка одного резервного котла.
- Рабочее давление выбираемых котлов p_0 не должно быть меньше $1,1(p_{п})$, имея в виду потери давления в паропроводах.
- В котельных устанавливается одна 1-ствольная дымовая труба.
- Для котельных рекомендуется использовать закрытые (без водоразбора) системы теплоснабжения.

1.2. Методика расчета тепловой схемы котельной

1.2.1. Расчет пароводяного подогревателя

Основные элементы тепловой схемы котельной рассчитываются по уравнениям теплового и материального балансов. Например, уравнение теплового баланса для пароводяного подогревателя (рис. 1.2) для подогрева сетевой воды, подаваемой сетевому потребителю:

$$Q_T = D_T(h_0 - h_T^K)\eta = G_{св}c_p(t_{пс} - t_{ос}), \quad (1.1)$$

где Q_T – тепловая нагрузка ПВП, кВт (задана); D_T – расход греющего пара, кг/с; h_0 – энтальпия свежего пара, кДж/кг (из таблицы П.1 для выбранного котла); $h_{тк}$ – энтальпия конденсата греющего пара, кДж/кг; $\eta = 0,98$ – КПД пароводяного подогревателя. Энтальпия конденсата $h_{тк}$ находится по таблице П.2 при температуре насыщения греющего пара $t_H = t_{пс} + \delta t$. $t_{пс}$, $t_{ос}$ – температуры прямой и обратной сетевой воды, °С (находятся по

температурному графику); $\delta t = 8 \text{ К}$ – недогрев воды до температуры насыщения греющего пара; $c_p \approx 4,19 \text{ кДж/(кг}\cdot\text{К)}$ – изобарная, массовая теплоемкость воды; $G_{\text{св}}$ – расход сетевой воды, кг/с.

Суммарный расход пара внешними потребителями (сетевыми $D_{\text{т}}$ и промышленными $D_{\text{п}}$), кг/с:

$$D_{\text{вп}} = D_{\text{п}} + D_{\text{т}}. \quad (1.2)$$

Принимается расход пара на собственные нужды котельной (на деаэрацию питательной воды), кг/с:

$$D_{\text{сн}} = 0,1D_{\text{вп}}. \quad (1.3)$$

Паропроизводительность котельной: кг/с

$$D_{\text{к}} = D_{\text{вп}} + D_{\text{сн}}. \quad (1.4)$$

1.2.2. Расчет расширителя продувки (РП)

Уравнение теплового баланса РП (рис. 1.3):

$$G_{\text{пр}}h_{\text{пр}} = D_{\text{оп}}h_{\text{оп}} + G_{\text{ов}}h_{\text{ов}}, \quad (1.5)$$

где: $G_{\text{пр}}$, $D_{\text{оп}}$, $G_{\text{ов}}$ – расходы продувочной воды, отсепарированных пара и воды, кг/с; $h_{\text{пр}}$, $h_{\text{оп}}$, $h_{\text{ов}}$ – их энтальпии, кДж/кг; две последних определяются по табл. П.2 как энтальпии сухого насыщенного пара h'' и воды на линии насыщения h' при давлении в расширителе продувки $p_{\text{рп}} = 2$ бара, а энтальпия продувочной воды $h_{\text{пр}} = h'$ – при давлении в барабане котла $p_{\text{б}} = 1,15p_0$ по табл. П.2.

Уравнение материального баланса расширителя продувки:

$$G_{\text{пр}} = D_{\text{оп}} + G_{\text{ов}}. \quad (1.6)$$

Здесь $G_{\text{пр}} = \alpha_{\text{пр}}D_{\text{к}}$, где $\alpha_{\text{пр}}$ – относительная продувка котла (задана).

Расход подпиточной воды для компенсации следующих потерь:

- с продувочной отсепарированной водой $\Pi_1 = G_{\text{ов}}$;
- конденсата у производственных потребителей $\Pi_2 = D_{\text{п}}(1 - \alpha_{\text{п}}^{\text{к}})$;
- в тепловой сети $\Pi_3 = \alpha_{\text{ут}}G_{\text{св}}$ (для закрытых тепловых сетей относительная утечка $\alpha_{\text{ут}} = 0,015$);
- пара в котельной $\Pi_4 = 0,03D_{\text{к}}$;
- расход химически очищенной воды $G_{\text{хо}} = \sum \Pi_i$.

Обозначения: $\xrightarrow{\hspace{1cm}}$ Пар $\xrightarrow{\hspace{1cm}}$ Вода $\xrightarrow{\hspace{1cm}}$ Конденсат

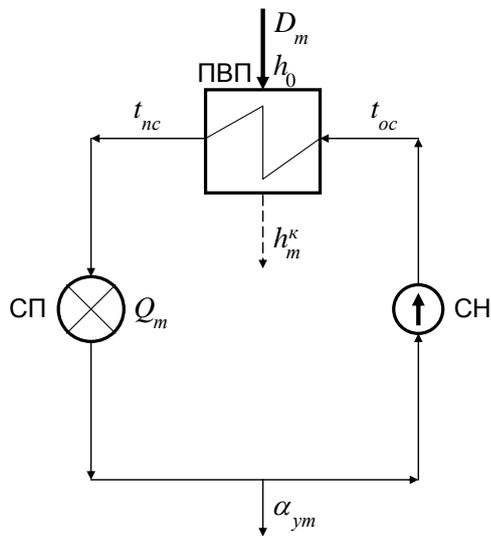


Рис. 1.2. Расчетная схема пароводяного подогревателя

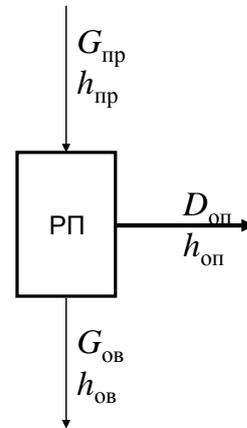


Рис. 1.3. Расчетная схема расширителя продувки котла

1.2.3. Расчет деаэратора

Для расчета деаэратора питательной воды, схема которого приведена на рис. 1.4, суммарный материальный поток (кроме расхода греющего пара) обозначается $G_{\text{вх}} = G_{\text{хо}} + G_{\text{пк}} + G_{\text{тк}} + D_{\text{оп}}$; а суммарный тепловой поток (без теплоты греющего пара): $q_{\text{вх}} = G_{\text{хо}}h_{\text{хо}} + G_{\text{пк}}h_{\text{пк}} + G_{\text{тк}}h_{\text{тк}} + D_{\text{оп}}h_{\text{оп}}$, где $G_{\text{пк}} = \alpha_{\text{пк}}D_{\text{п}}$ – возврат конденсата от производственных потребителей; $G_{\text{тк}} = D_{\text{т}}$ – возврат конденсата от сетевой установки; $D_{\text{оп}}$ – выход вторичного пара из расширителя продувки; $h_{\text{хо}} = h'$ – энтальпия химически очищенной воды, нагретой в подогревателе до температуры насыщения $t_{\text{хо}} = 25$ °С; $h_{\text{пк}} = h'$ – энтальпия конденсата, возвращаемого от производственных потребителей при температуре насыщения $t_{\text{пк}} = 70$ °С; $h_{\text{тк}} = h'$ – энтальпия конденсата греющего пара после сетевой установки с температурой насыщения $t_{\text{тк}} = 80$ °С; $h_{\text{оп}} = h''$ – энтальпия пара, отсепарированного в расширителе продувки, из табл. П.2 при давлении насыщения $p_{\text{рп}} = 2$ бара.

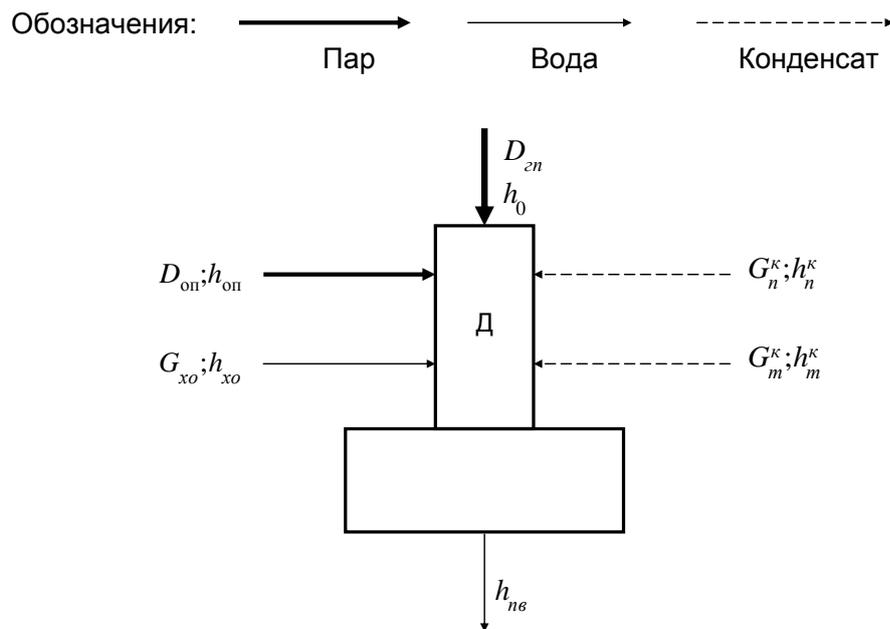


Рис. 1.4. Расчетная схема деаэратора

Уравнение теплового баланса деаэратора:

$$D_{\text{гп}} h_0 + q_{\text{вх}} = (D_{\text{гп}} + G_{\text{вх}}) h_{\text{пв}}, \quad (1.7)$$

где $h_{\text{пв}} = h'$ – энтальпия питательной воды на выходе из деаэратора, равная энтальпии воды при давлении насыщения $p_{\text{д}} = 1,2$ бара из табл. П.2; h_0 – энтальпия свежего пара для выбранного котла по табл. П.1. Из (1.7) определяется расход греющего пара на деаэратор $D_{\text{гп}}$, кг/с.

Паропроизводительность котельной:

$$D_{\text{к}} = D_{\text{вп}} + D_{\text{гп}}. \quad (1.8)$$

Здесь $D_{\text{вп}}$ – расход пара внешними потребителями по формуле (1.2).

Определяется количество рабочих котлов:

$$n = D_{\text{к}} / D_0, \quad (1.9)$$

где D_0 – паропроизводительность выбранного котла (см. табл. П.1). Необходимо также установить один резервный котел, который будет включаться в работу при аварии или плановом ремонте действующего.

1.2.4. Определение расхода топлива и оценка экономичности котельной

Суммарный расход натурального топлива парогенераторами котельной, кг/с или м³/с:

$$B = [D_k(h_0 - h_{пв}) + G_{пр}(h_{пр} - h_{пв})]/(Q_H^p \eta_k), \quad (1.10)$$

где Q_H^p – низшая рабочая теплота сгорания заданного топлива, кДж/кг (кДж/м³ – для газообразного топлива); η_k – КПД брутто котла из табл. П.1.

Расход условного топлива парогенераторами котельной, кг/с или в случае газообразного топлива – м³/с:

$$B_y = BQ_H^p/Q_y. \quad (1.11)$$

Здесь $Q_y = 29300$ кДж/кг (или кДж/м³ для газа) – теплота сгорания условного топлива.

Отпуск теплоты потребителям, МВт:

$$Q_{отп} = Q_{п} + Q_{т}, \quad (1.12)$$

где $Q_{т}$ – заданная теплофикационная нагрузка котельной, МВт; и $Q_{п}$ – теплота, отпускаемая с производственным паром, МВт:

$$Q_{п} = D_{п}(h_{п} - \alpha_{пк} h_{пк})10^{-3}. \quad (1.13)$$

Здесь $\alpha_{пк} D_{п} = G_{пк}$ – возврат конденсата греющего пара, кг/с; $h_{п} = h_0$ – энтальпия производственного пара, кДж/кг; $\alpha_{пк}$ – коэффициент возврата конденсата производственными потребителями (задан).

Экономическими показателями котельной являются удельный расход условного топлива на единицу отпускаемой теплоты, кг/МДж:

$$b_y = B_y/Q_{отп} \quad (1.14)$$

и КПД нетто (с учетом собственных нужд):

$$\eta_{нет} = Q_{отп} / (BQ_H^p). \quad (1.15)$$

2. Влияние котельной на экологию района [4]

2.1. Общие положения

При сжигании углей в атмосферу выбрасываются вредные вещества, загрязняющие окружающую среду. Основные из них: летучая зола и недогоревшие частицы топлива A , окислы серы SO_2 и окислы азота NO_2 . При сжигании углей в дымовых газах присутствуют все три вредных вещества, жидких топлив – окислы серы и азота, а газообразных – только окислы азота.

Для уменьшения загрязнения окружающей среды вредными выбросами применяются устройства подавления окислов серы и азота, а также золоочистка в циклонах, электрофильтрах и рассеивание газов в атмосфере через дымовые трубы.

2.1.1. Вредные выбросы

Определяется выброс в атмосферу золы и недогоревших частиц (для углей), г/с:

$$M_A = 10(A_p + q_4)\alpha_{yh}B(1 - \eta_{zy}), \quad (2.1)$$

где A_p – зольность угля по рабочей массе, % (по табл. П.3); q_4 – механическая неполнота сгорания топлива; для бурых углей $q_4 = 1,5$ %, каменных углей $q_4 = 3$ %; α_{yh} – унос золы из топок котлов дымовыми газами. Для топок с твердым шлакоудалением из табл. П.1 $\alpha_{yh} = 0,8$ %; B – расход топлива по формуле (1.10), кг/с (m^3/c – для газа); КПД золоуловителей $\eta_{zy} = 0,98$.

Выброс окислов серы, г/с:

$$M_{SO_2} = 20S^p B. \quad (2.2)$$

Здесь S^p – содержание серы в топливе по рабочей массе, % (см. табл. П.3).

Выброс окислов азота, г/с:

$$M_{NO_2} = 0,034\beta_1 k B Q_H^p, \quad (2.3)$$

где β_1 – коэффициент, учитывающий качество топлива. По табл. П.1 для котлов на газе $\beta_1 = 0,85$, мазуте $\beta_1 = 0,8$, бурых углях $\beta_1 = 0,6$, каменных углях $\beta_1 = 1,0$; для котлов с $D \leq 75$ т/ч – $k = 3,5D_0/70$ (D_0 подставляется в т/ч).

Определяется минимально допустимая высота дымовой трубы, при которой концентрации вредных веществ не будут превышать ПДК (предельно допустимых концентраций).

Таблица 2.1

Предельно допустимые концентрации вредных веществ в атмосфере

Вредное вещество	ПДК, мг/м ³
Зола и недогоревшие частицы топлива	0,5
Окислы серы	0,5
Окислы азота	0,085

Принимается следующее обозначение:

$$M = \{AFmn[Z/(V\Delta t)]^{0,33}\}^{0,5}, \quad (2.4)$$

где $A = 200$ – для Казахстана, Сибири, Дальнего Востока и Средней Азии; $A = 160$ – для Урала. Коэффициент $F = 2$ – при выбросах золы, $F = 1$ – для окислов серы и азота; $m = 0,9$ и $n = 1$ – для скорости выхода газов из устья трубы $w = 25$ м/с; $Z = 1$ – число стволов в дымовой трубе для котельных; V – выброс газов в дымовую трубу, м³/с; $\Delta t = t_{yx} - t_{вз}^*$; (при сжигании углей и мазута $t_{yx} = 135$ °С, газа – $t_{yx} = 105$ °С); средняя температура наиболее холодного месяца $t_{вз}^*$ для района строительства котельной по табл. П.4. Расход уходящих газов с коэффициентом запаса 1,05:

$$V = 1,05B[V_{\Gamma}^0 + (\alpha_{yx} - 1)V^0](t_{yx} + 273)/273. \quad (2.5)$$

Здесь V^0 , V_{Γ}^0 – теоретические объемы воздуха и дымовых газов для заданного топлива по табл. П.3; α_{yx} – коэффициент избытка воздуха в уходящих газах (для углей $\alpha_{yx} = 1,55$; жидких и газообразных топлив – $\alpha_{yx} = 1,4$).

2.1.2. Высота дымовой трубы

Высота трубы по выбросам золы и недогоревших частиц топлива:

$$H = M[M_A / (\text{ПДК}_A - C_A^{\phi})]^{0,5} \quad (2.6)$$

и при выбросах окислов серы и азота:

$$H = M \sqrt{\frac{M_{SO_2}}{\text{ПДК}_{SO_2} - C_{SO_2}^{\phi}} + \frac{M_{NO_2}}{\text{ПДК}_{NO_2} - C_{NO_2}^{\phi}}}, \quad (2.7)$$

где C_A^{ϕ} , $C_{SO_2}^{\phi}$, $C_{NO_2}^{\phi}$ – фоновые концентрации вредностей в приземном слое, которые принимаются на уровне 0,3ПДК.

Из высот по формулам (2.6) и (2.7) принимают наибольшую; выбирают ближайший больший стандартный типоразмер из ряда: $H = 30, 45, 60, 75, 80, 90, 120, 150, 180$ м.

Диаметр устья ствола дымовой трубы:

$$d_0 = 1,13[V/(Zw)]^{0,5}. \quad (2.8)$$

Здесь V – объем уходящих газов по формуле (2.5), м³/с; $Z = 1$ – число стволов трубы; $w = 25$ м/с – скорость газов в устье трубы. Значение диаметра по формуле (2.8) округляется до ближайшего стандартного: $d_0 = 0,9; 1,2; 1,5; 1,8; 2,1; 2,4; 3,0; 3,6; 4,2; 4,8$ м.

Оценивается расстояние от дымовой трубы, на котором наблюдается максимальная концентрация вредных веществ у поверхности земли: $S_{\max} = 20H$.

3. Пример расчета

3.1. Задание

- Рассчитать схему котельной с закрытой (без водоразбора) системой водоснабжения для г. Красноярска.
- Выбрать основное оборудование и оценить экономичность котельной.
- Найти вредные выбросы в окружающую среду и высоту дымовой трубы.
- Исходные данные выбрать из табл. 3.1...3.3.

3.2. Построение температурного графика

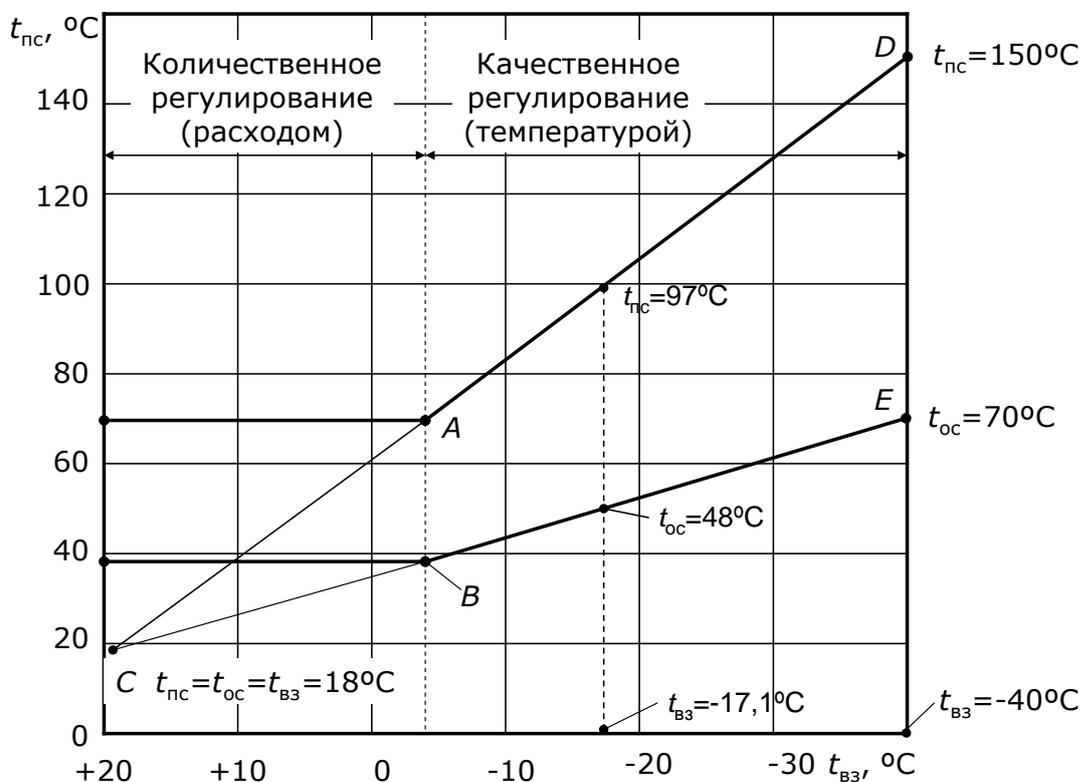


Рис. 3.1. Температурный график для г. Красноярска

Температурный график – это зависимость температур прямой сетевой воды $t_{пс}$ и обратной $t_{ос}$ от температуры наружного воздуха $t_{вз}$. Начало графика – точка «С» соответствует условию $t_{пс} = t_{ос} = t_{вз} = 18^\circ\text{C}$. При графике теплоснабжения $t_{пс}/t_{ос} = 150/70^\circ\text{C}$ максимальная температура прямой сетевой воды 150°C соответствует расчетной температуре наружного воздуха (средней температуре наиболее холодной пятидневки года) – точке «D» на графике. Из табл. П.4 для Красноярска расчетная температура наружного

воздуха равна $t_{вз} = -40$ °С. При этой же температуре наносится на график максимальная температура обратной сетевой воды $t_{oc} = 70$ °С (точка «Е»).

После соединения прямыми линиями точки «С» с точками «D» и «Е» получаются зависимости прямой и обратной сетевой воды от температуры наружного воздуха. Неэкономично отпускать потребителю горячую воду с температурой ниже 70 °С, поэтому из рис. 3.1 при температурах наружного воздуха $t_{вз} \geq -4$ °С (для Красноярска) температура отпускаемой потребителю горячей воды остается постоянной $t_{пс} = 70$ °С, а регулирование тепловой нагрузки системы теплоснабжения осуществляется расходом горячей воды (**количественное регулирование**). Аналогично остается постоянной и температура обратной сетевой воды $t_{oc} = 38$ °С (см. точку «В» на графике). При температурах же $t_{вз} < -4$ °С – **регулирование качественное**, то есть изменением температуры горячей воды при ее постоянном расходе.

Поверхность нагрева отопительных приборов, определяется при средней температуре наиболее холодного месяца (января). Из табл. П.4 такая для Красноярска равна $t_{вз}^* = -17,1$ °С, при ней и находятся из температурного графика (рис. 3.1) **расчетные температуры прямой и обратной сетевой воды** $t_{пс} = 97$ °С и $t_{oc} = 48$ °С.

Таблица 3.1

Исходные данные для 1-й группы

№	$Q_{т}$, МВт	$D_{п}$, т/ч	$p_{п}$, бар	$\alpha_{п}^k$	$\alpha_{пр}$	Город	Топливо
1	115	55	26	0,74	0,03	Абакан	Назаровский БУ
2	30	45	5	0,4	0,03	Актюбинск	Ирша-Бородинский БУ
3	35	50	10	0,42	0,035	Алма-Ата	Карагандинский КУ
4	120	50	30	0,76	0,07	Анадырь	Анадырский БУ
5	65	30	26	0,54	0,065	Астана	Бухарский газ
6	40	55	12	0,44	0,04	Барнаул	Кузнецкий КУ
7	45	50	14	0,46	0,045	Владивосток	Райчихинский БУ
8	125	40	35	0,78	0,04	Екатеринбург	Богословский БУ
9	50	45	16	0,48	0,05	Иркутск	Азейский БУ
10	55	40	20	0,5	0,055	Караганда	Карагандинский КУ
11	60	35	24	0,52	0,06	Красноярск	Уренгойский газ
12	130	30	40	0,8	0,05	Новокузнецк	Томусинский КУ
13	70	25	30	0,56	0,07	Новосибирск	Мазут малосернистый
14	75	20	40	0,58	0,04	Омск	Мазут сернистый
15	80	15	5	0,6	0,05	Самарканд	Мазут высокосернист.
16	85	10	10	0,62	0,06	Семипалатинск	Оренбургский газ

17	90	5	12	0,64	0,065	Ташкент	Ангренский БУ
18	95	15	14	0,66	0,03	Тобольск	Черемховский КУ
19	100	25	16	0,68	0,07	Томск	Итатский БУ
20	105	35	20	0,7	0,04	Тюмень	Челябинский БУ
21	135	20	35	0,82	0,03	Хабаровск	Сучанский КУ
22	140	10	30	0,84	0,07	Барнаул	Кузнецкий КУ
23	110	45	24	0,72	0,05	Чита	Гусиноозерский БУ
24	145	25	26	0,86	0,04	Экибастуз	Экибастузский КУ
25	90	35	16	0,75	0,06	Владивосток	Райчихинский БУ

Таблица 3.2

Исходные данные для 2-й группы

№	$Q_{т,}$ МВт	$D_{п,}$ т/ч	$p_{п,}$ бар	$\alpha_{п}^k$	$\alpha_{пр}$	Город	Топливо
1	65	20	16	0,65	0,3	Абакан	Назаровский БУ
2	150	50	40	0,4	0,07	Актюбинск	Ирша-Бородинский БУ
3	145	45	35	0,45	0,04	Алма-Ата	Карагандинский КУ
4	60	10	14	0,7	0,07	Анадырь	Анадырский БУ
5	115	15	14	0,75	0,03	Астана	Бухарский газ
6	140	40	30	0,5	0,03	Барнаул	Кузнецкий КУ
7	135	35	26	0,55	0,07	Владивосток	Райчихинский БУ
8	55	15	12	0,75	0,04	Екатеринбург	Богословский БУ
9	130	30	24	0,6	0,04	Иркутск	Азейский БУ
10	125	25	20	0,65	0,05	Караганда	Карагандинский КУ
11	120	20	16	0,7	0,06	Красноярск	Уренгойский газ
12	50	25	10	0,8	0,03	Новокузнецк	Томусинский КУ
13	110	10	12	0,8	0,07	Новосибирск	Мазут малосернистый
14	105	5	10	0,85	0,04	Омск	Мазут сернистый
15	100	10	5	0,9	0,05	Самарканд	Мазут высокосернист.
16	95	20	40	0,95	0,06	Семипалатинск	Оренбургский газ
17	90	30	35	0,4	0,03	Ташкент	Ангренский БУ
18	85	40	30	0,45	0,07	Тобольск	Черемховский КУ
19	80	50	26	0,5	0,04	Томск	Итатский БУ
20	75	40	24	0,55	0,05	Тюмень	Челябинский БУ
21	45	35	5	0,85	0,07	Хабаровск	Сучанский КУ
22	40	45	40	0,9	0,04	Барнаул	Кузнецкий КУ
23	70	30	20	0,6	0,06	Чита	Гусиноозерский БУ
24	35	55	35	0,95	0,06	Экибастуз	Экибастузский КУ
25	45	35	20	0,85	0,03	Владивосток	Райчихинский БУ

Таблица 3.3

Исходные данные для 3-й группы

№	$Q_{т,}$ МВт	$D_{п,}$ т/ч	$p_{п,}$ бар	$\alpha_{п}^k$	$\alpha_{пр}$	Город	Топливо
1	105	15	35	0,65	0,03	Абакан	Назаровский БУ
2	20	5	30	1	0,035	Актюбинск	Ирша-Бородинский БУ
3	25	10	26	0,95	0,045	Алма-Ата	Карагандинский КУ
4	110	10	40	0,7	0,035	Анадырь	Анадырский БУ
5	55	40	10	0,65	0,04	Астана	Бухарский газ
6	30	15	24	0,9	0,055	Барнаул	Кузнецкий КУ

7	35	20	20	0,85	0,065	Владивосток	Райчихинский БУ
8	115	20	5	0,75	0,045	Екатеринбург	Богословский БУ
9	40	25	16	0,8	0,07	Иркутск	Азейский БУ
10	45	30	14	0,75	0,06	Караганда	Карагандинский КУ
11	50	35	12	0,7	0,05	Красноярск	Уренгойский газ
12	120	30	10	0,8	0,055	Новокузнецк	Томусинский КУ
13	60	45	5	0,6	0,03	Новосибирск	Мазут малосернистый
14	65	50	10	0,55	0,035	Омск	Мазут сернистый
15	70	55	12	0,5	0,045	Самарканд	Мазут высокосернист.
16	75	50	14	0,45	0,055	Семипалатинск	Оренбургский газ
17	80	45	16	0,4	0,065	Ташкент	Ангренский БУ
18	85	40	20	0,45	0,07	Тобольск	Черемховский КУ
19	90	35	24	0,5	0,06	Томск	Итатский БУ
20	95	30	26	0,55	0,05	Тюмень	Челябинский БУ
21	125	40	12	0,85	0,065	Хабаровск	Сучанский КУ
22	130	50	14	0,9	0,07	Барнаул	Кузнецкий КУ
23	100	25	30	0,6	0,04	Чита	Гусиноозерский БУ
24	135	60	16	0,95	0,06	Экибастуз	Экибастузский КУ
25	120	50	22	0,8	0,04	Владивосток	Райчихинский БУ

3.3. Расчет тепловой схемы котельной

3.3.1. Исходные данные

- Теплофикационная нагрузка сетевой установки: $Q_T = 100$ МВт.
- Температуры прямой и обратной сетевой воды при расчетной средней температуре наиболее холодного месяца для Красноярска $t_{вз}^* = -17,1$ °С из температурного графика (рис. 3.1): $t_{пв}/t_{ов} = 97/48$ °С.
- Расход производственного пара: $D_{п} = 30$ т/ч при давлении $p_{п} = 10$ бар.
- Коэффициент возврата производственного конденсата: $\alpha_{пк} = 0,7$.
- Относительная величина продувки котла: $\alpha_{пр} = 0,05$.
- Расчетное топливо: Назаровский бурый уголь (БУ).

3.3.2. Выбор основного оборудования (котла)

Для заданного давления производственного пара $p_{п} = 10$ бар при заданном топливе (угле) выбирается из табл. П.1 котел Е-50-14 на ближайшее более высокое давление $p_0 = 14$ бар производительностью $D_0 = 50$ т/ч; КПД брутто котла $\eta_k = 0,87$, температура свежего пара $t_0 = 225$ °С, его энтальпия $h_0 = 2867$ кДж/кг.

3.3.3. Сетевая установка (паро-водяной подогреватель)

Расчетная схема подогревателя представлена на рис. 1.2. Температура конденсата греющего пара (температура насыщения):

$$t_{\text{н}} = t_{\text{пс}} + \delta t = 97 + 8 = 105 \text{ }^{\circ}\text{C},$$

где $t_{\text{пс}} = 97 \text{ }^{\circ}\text{C}$ – температура прямой сетевой воды, отпускаемой потребителю, была определена по температурному графику (рис. 3.1) при расчетной температуре (средней температуре наиболее холодного месяца) для Красноярска $t_{\text{вз}}^* = -17,1 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (см. табл. П.4); $\delta t = 8 \text{ K}$ – недогрев сетевой воды до температуры конденсации греющего пара.

Расход греющего пара на сетевую установку находится из ее уравнения теплового баланса (1.1) по пару, кг/с:

$$D_{\text{T}} = Q_{\text{T}} / (h_0 - h_{\text{тк}}) \eta = 100 \cdot 10^3 / (2867 - 440) 0,98 = 42,0.$$

Здесь $Q_{\text{T}} = 100 \text{ МВт}$ – тепловая нагрузка сетевой установки (задана); $\eta = 0,98$ – КПД подогревателя; $h_0 = 2867 \text{ кДж/кг}$ – энтальпия греющего пара; $h_{\text{тк}} = 440 \text{ кДж/кг}$ – энтальпия конденсата греющего пара, взятая из табл. П.2 при температуре насыщения.

Расход сетевой воды находится из уравнения теплового баланса подогревателя (1.1) по воде, кг/с:

$$G_{\text{св}} = Q_{\text{T}} / [c_{\text{p}}(t_{\text{пс}} - t_{\text{ос}})] = 100 \cdot 10^3 / [4,19(97 - 48)] = 487,$$

где $c_{\text{p}} \approx 4,19 \text{ кДж/(кг}\cdot\text{K)}$ – теплоемкость воды; $t_{\text{пс}}$; $t_{\text{ос}}$ – температуры прямой и обратной сетевой воды, найденные по температурному графику (рис. 3.1) на расчетном режиме, $^{\circ}\text{C}$ (см. исходные данные).

3.3.4. Собственные нужды котельной

По расходам производственного пара (задан) и теплофикационного, находится отпуск пара внешним потребителям, кг/с:

$$D_{\text{вп}} = D_{\text{п}} + D_{\text{T}} = 8,33 + 42 = 50,3.$$

Расход пара на деаэратор (собственные нужды котельной) принимается в размере 10 % от внешнего потребления, кг/с:

$$D_{\text{сн}} = 0,1 D_{\text{вп}} = 0,1 \cdot 50,3 = 5,03.$$

Паропроизводительность котельной, кг/с:

$$D_{\text{к}} = D_{\text{вп}} + D_{\text{сн}} = 50,3 + 5,03 = 55,3.$$

3.3.5. Расширитель продувки котла

Расчетная схема расширителя продувки дана на рис. 1.3. Количество отсепарированного сухого насыщенного пара находится из уравнения теплового баланса расширителя продувки (1.5) с учетом подстановки $G_{\text{ов}} = G_{\text{пр}} - D_{\text{оп}}$ из выражения (1.6), кг/с:

$$D_{\text{оп}} = G_{\text{пр}}(h_{\text{пр}} - h_{\text{ов}})/(h_{\text{оп}} - h_{\text{ов}}) = 2,76(858 - 504)/(2707 - 504) = 0,444,$$

где расход продувочной воды $G_{\text{пр}} = 0,05 \cdot 55,3 = 2,76$ кг/с; $h_{\text{пр}} = h' = 858$ кДж/кг – энтальпия продувочной воды по табл. П.2 при давлении насыщения в барабане котла $p_6 = 1,15p_0 = 1,15 \cdot 14 = 16,1$ бар; $h_{\text{ов}} = h' = 504$ кДж/кг – энтальпия отсепарированной воды по табл. П.2 при давлении насыщения в расширителе продувки $p_{\text{рп}} = 2$ бара; $h_{\text{оп}} = h'' = 2707$ кДж/кг – энтальпия отсепарированного пара по табл. П.2 при давлении насыщения 2 бара.

Расход отсепарированной воды, кг/с:

$$G_{\text{ов}} = G_{\text{пр}} - D_{\text{оп}} = 2,76 - 0,444 = 2,32.$$

Потери воды, конденсата и пара

- отсепарированной продувочной воды, имеющей повышенное солесодержание и непригодной для дальнейшего использования; после ее охлаждения в подогревателе подпиточной воды она выбрасывается: $\Pi_1 = G_{\text{ов}} = 2,32$ кг/с;
- конденсата у потребителей при заданном $D_{\text{п}} = 30$ т/ч (8,33 кг/с):

$$\Pi_2 = D_{\text{п}}(1 - \alpha_{\text{п}}^{\text{к}}) = 8,33(1 - 0,7) = 2,50$$
 кг/с;
- воды в тепловой сети: $\Pi_3 = \alpha_{\text{yt}} G_{\text{св}} = 0,015 \cdot 487 = 7,31$ кг/с, где коэффициент утечки для закрытых (без водоразбора) тепловых сетей $\alpha_{\text{yt}} = 0,015$;
- пара в котельной порядка 3 %: $\Pi_4 = 0,03 D_{\text{к}} = 0,03 * 55,3 = 1,66$ кг/с.

Расход химически очищенной подпиточной воды, кг/с:

$$G_{\text{хо}} = \Pi_1 + \Pi_2 + \Pi_3 + \Pi_4 = 2,32 + 2,5 + 7,31 + 1,66 = 13,79.$$

3.3.6. Деаэратор питательной воды (рис. 1.4)

Материальный поток на входе (кроме греющего пара), кг/с:

$$G_{\text{вх}} = G_{\text{хо}} + G_{\text{пк}} + G_{\text{тк}} + D_{\text{оп}} = 13,79 + 5,83 + 42 + 0,444 = 62,1,$$

где $G_{\text{ПК}} = \alpha_{\text{ПК}} D_{\text{П}} = 0,7 \cdot 8,33 = 5,83$ кг/с – возврат конденсата от производственных потребителей; $G_{\text{ТК}} = D_{\text{Т}} = 42$ кг/с – возврат конденсата греющего пара от сетевой установки.

Тепловой поток на входе в деаэратор (кроме греющего пара), кВт:

$$q_{\text{вх}} = G_{\text{ХО}} h_{\text{ХО}} + G_{\text{ПК}} h_{\text{ПК}} + G_{\text{ТК}} h_{\text{ТК}} + D_{\text{ОП}} h_{\text{ОП}} =$$

$$= 13,79 \cdot 105 + 5,83 \cdot 293 + 42 \cdot 335 + 0,444 \cdot 2707 = 18428,$$

где взятые по табл. П.2 при соответствующих температурах: $h_{\text{ХО}} = h' = 105$ кДж/кг – энтальпия подпиточной воды, подогретой до температуры $t_{\text{ХО}} = 25$ °С; $h_{\text{ПК}} = h' = 293$ кДж/кг – энтальпия конденсата, возвращаемого от производственных потребителей с температурой $t_{\text{ПК}} = 70$ °С; $h_{\text{ТК}} = h' = 335$ кДж/кг – энтальпия сетевого конденсата греющего пара после паро-водяного подогревателя с температурой $t_{\text{ТК}} = 80$ °С; $h_{\text{ОП}} = h'' = 2707$ кДж/кг – энтальпия отсепарированного пара при температуре $t_{\text{ОП}} = 120$ °С, соответствующей давлению насыщения 2 бара в сепараторе непрерывной продувки котла.

Расход греющего пара на деаэратор из теплового баланса (1.7), кг/с:

$$D_{\text{ГП}} = (G_{\text{ВХ}} h_0 - q_{\text{ВХ}}) / (h_0 - h_{\text{ПВ}}) = (62,1 \cdot 440 - 18428) / (2867 - 440) = 3,67.$$

Здесь $h_0 = 2867$ кДж/кг – энтальпия пара на входе в деаэратор по табл. П.1 для выбранного котла; $h_{\text{ПВ}} = h' = 440$ кДж/кг – энтальпия питательной воды на выходе из деаэратора по табл. П.2 при температуре $t_{\text{ПВ}} = 105$ °С, соответствующей давлению насыщения в деаэраторе 1,2 бара.

3.3.8. Выбор котельных агрегатов

Количество котлов выбранного типа Е-50-14:

$$n = D_{\text{К}} / D_0 = 55,3 / 13,9 = 4,$$

где $D_{\text{К}}$ – паропроизводительность котельной, кг/с; $D_0 = 13,9$ кг/с (50 т/ч) – производительность выбранного котла. Надо установить в котельной один резервный котел, который будет включаться в работу при аварии или плановом ремонте действующего.

3.3.9. Оценка экономичности котельной

Расход натурального топлива (Назаровского бурого угля) парогенераторами котельной по уравнению (1.10), кг/с:

$$B = [D_k(h_0 - h_{пв}) + G_{пр}(h_{пр} - h_{пв})]/(Q_n^p \eta_k) =$$

$$= [55,3(2867 - 440) + 2,76(858 - 440)]/(13,03 \cdot 10^3 \cdot 0,85) = 12,23.$$

Здесь $h_0 = 2867$ кДж/кг – энтальпия свежего пара на входе в деаэратор по табл. П.1 для выбранного котла; $h_{пв} = h' = 440$ кДж/кг – энтальпия питательной воды на выходе из деаэратора по табл. П.2 при температуре $t_{пв} = 105$ °С, соответствующей давлению насыщения в деаэраторе 1,2 бара; $G_{пр} = 2,76$ кг/с – расход продувочной воды (см. пояснения к формуле 3.7); $h_{пр} = 858$ кДж/кг – энтальпия продувочной воды (см. там же); $Q_n^p = 13,03$ МДж/кг – теплота сгорания Назаровского бурого угля по табл. П.3; $\eta_k = 0,85$ – КПД брутто по табл. П.1 для выбранного котла Е-50-14.

Расход условного топлива, кг/с:

$$B_y = B Q_n^p / Q_y = 12,23 \cdot 13,03 / 29,3 = 5,44,$$

где $Q_y = 29,3$ МДж/кг – теплота сгорания условного топлива, понятие которого введено для сравнения экономических показателей энергетических предприятий, использующих различные виды топлив.

Отпуск тепловой энергии котельной с производственным паром по уравнению (1.13), МВт:

$$Q_n = D_n(h_n - \alpha_{пк} h_{пк}) 10^{-3} = 8,33(2867 - 0,7 \cdot 293) \cdot 10^{-3} = 22,2,$$

где $D_n = 8,33$ кг/с (30 т/ч) – заданный расход производственного пара; $h_n = h_0 = 2867$ кДж/кг – энтальпия производственного пара, равная энтальпии свежего пара; $\alpha_{пк} = 0,7$ – заданный коэффициент возврата производственного конденсата; $h_{пк} = 293$ кДж/кг – энтальпия конденсата, возвращаемого потребителем с температурой $t_{пк} = 70$ °С.

Отпуск тепловой энергии внешним потребителям, МВт:

$$Q_{отп} = Q_n + Q_T = 22,2 + 100 = 122,2,$$

где $Q_T = 100$ МВт – заданная тепловая нагрузка сетевой установки.

Показателями экономичности котельной являются удельный расход условного топлива на единицу отпущенной теплоты и КПД нетто котельной.

Удельный расход условного топлива, кг/МДж:

$$b_y = B_y / Q_{отп} = 5,44 / 122,2 = 0,0445.$$

КПД нетто котельной (с учетом ее собственных нужд),:

$$\eta_{\text{нет}} = Q_{\text{отп}} / (BQ_{\text{н}}^{\text{P}}) = 122,3 / (12,23 \cdot 13,03) = 0,767.$$

Сравните с КПД брутто $\eta_{\text{к}} = 0,85$ (без учета собственных нужд котельной).

4. Оценка экологических проблем

4.1. Расчет вредных выбросов котельной

Выброс золы и недогоревших частиц топлива по выражению (2.1), г/с:

$$M_{\text{A}} = 10(A^{\text{P}} + q_4)\alpha_{\text{yh}}B(1 - \eta_{\text{zy}}) = 10(7,3 + 0,7) \cdot 0,8 \cdot 12,23(1 - 0,98) = 15,7,$$

где $A^{\text{P}} = 7,3$ % - зольность Назаровских бурых углей по рабочей массе из табл. П.3; $q_4 = 0,7$ % - тепловые потери от механической неполноты сгорания бурых углей (см. пояснения к формуле 2.1); $\alpha_{\text{yh}} = 0,8$ – коэффициент уноса золы с дымовыми газами в топках с твердым шлакоудалением; $\eta_{\text{zy}} = 0,98$ – коэффициент золоулавливания электрофильтров.

Выбросы окислов серы по уравнению (2.2), г/с:

$$M_{\text{SO}_2} = 20S^{\text{P}}B = 20 \cdot 0,4 \cdot 12,23 = 97,8.$$

Здесь $S^{\text{P}} = 0,4$ % - содержание серы в Назаровских бурых углях по рабочей массе (см. пояснения к формуле 2.2).

Выбросы окислов азота по выражению (2.3), г/с:

$$M_{\text{NO}_2} = 0,034\beta_1kVQ_{\text{н}}^{\text{P}} = 0,034 \cdot 0,6 \cdot 2,5 \cdot 12,23 \cdot 13,03 = 8,13,$$

где в соответствии с пояснениями к формуле (2.3): $\beta_1 = 0,6$ – поправочный коэффициент для Назаровского бурого угля; $k = 3,5D_0/70 = 3,5 \cdot 50/70 = 2,5$ – коэффициент выхода окислов азота на 1 тонну топлива для котлов с производительностью $D_0 < 70$ т/ч; $Q_{\text{н}}^{\text{P}} = 13,03$ МДж/кг – низшая рабочая теплота сгорания Назаровских бурых углей.

Объем дымовых газов, выбрасываемых котельной в окружающую среду, по уравнению (2.5), м³/с:

$$\begin{aligned} V &= 1,05B[V_{\text{r}}^0 + (\alpha_{\text{yx}} - 1)V^0](t_{\text{yx}} + 273)/273 = \\ &= 1,05 \cdot 12,23[4,39 + (1,55 - 1)3,62](135 + 273)/273 = 122,5, \end{aligned}$$

где 1,05 – коэффициент запаса; $\alpha_{\text{yx}} = 1,55$ – коэффициент избытка воздуха в уходящих газах для твердых топлив ($\alpha_{\text{yx}} = 1,40$ – для мазута и газа); $V_{\text{r}}^0 = 4,39$ м³/с и $V^0 = 3,62$ м³/с – теоретические объемы газов и воздуха для Назаровского бурого угля из табл. П.3.

4.2. Расчет высоты дымовой трубы

Принимается следующее обозначение:

$$M = [AFmn(V\Delta t/Z)^{-0,33}]^{0,5},$$

где коэффициент $A = 200$ – для Казахстана, Сибири, Дальнего Востока, Средней Азии и $A = 160$ – для Урала; коэффициент $F = 2$ – при выбросах золы и $F = 1$ – при выбросах окислов серы и азота; m и n – коэффициенты, учитывающие условия выхода газо-воздушной смеси из устья дымовой трубы, которые принимаются равными соответственно $m = 0,9$ и $n = 1$ – для средней скорости выхода газов из устья трубы $w = 25...30$ м/с; Z – число стволов в дымовой трубе; V – выброс газов в дымовую трубу, м³/с; $\Delta t = t_{yx} - t_{вз}^*$ – разность между температурой уходящих газов $t_{yx} = 130...140$ °С и средней температурой наиболее холодного месяца $t_{вз}^*$ для района строительства ТЭС по табл. П.4.

Средняя температура самого холодного месяца в Красноярске $t_{вз}^* = -17,1$ °С, тогда $\Delta t = t_{yx} - t_{вз}^* = 130 + 17,1 = 147,1$ °С. Фоновые концентрации вредностей в воздухе для городских ТЭЦ определяются по формуле $C_{\phi} = 0,3\text{ПДК}$: $C_{\phi A} = 0,3\text{ПДК}_A = 0,3 \cdot 0,5 = 0,15$ мг/м³; $C_{\phi SO_2} = 0,3\text{ПДК}_{SO_2} = 0,3 \cdot 0,5 = 0,15$ мг/м³; $C_{\phi NO_2} = 0,3\text{ПДК}_{NO_2} = 0,3 \cdot 0,085 = 0,0255$ мг/м³; для золы и вредных газов соответственно:

$$M_1 = [AFmn(V\Delta t/Z)^{-0,33}]^{0,5} = [200 \cdot 2 \cdot 0,9 \cdot 1 \cdot (122,5 \cdot 147,1)/1]^{-0,33}]^{0,5} = 3,71;$$

$$M_2 = [AFmn(V\Delta t/Z)^{-0,33}]^{0,5} = [200 \cdot 1 \cdot 0,9 \cdot 1 \cdot (122,5 \cdot 147,1)/1]^{-0,33}]^{0,5} = 2,62.$$

Высота дымовой трубы по золе и вредным газам, м:

$$H_1 = M_1 [M_A / (\text{ПДК}_A - C_{\phi A})]^{0,5} = 3,71 \cdot [15,7 / (0,5 - 0,15)]^{0,5} = 24,8;$$

$$H_2 = M_2 [M_{SO_2} / (\text{ПДК}_{SO_2} - C_{\phi SO_2}) + M_{NO_2} / (\text{ПДК}_{NO_2} - C_{\phi NO_2})]^{0,5} = \\ = 2,62 \cdot [97,8 / (0,5 - 0,15) + 8,13 / (0,085 - 0,0255)]^{0,5} = 53,4.$$

По более высокому значению для газов, принимается стандартная высота дымовой трубы $H = 60$ м (типоразмеры дымовых труб H , м: 30, 45, 60, 75, 80, 90, 120, 150, 180); диаметры устья трубы, d , м: 0,9; 1,2; 1,5; 1,8; 2,1; 2,4; 3,0; 3,6; 4,2; 4,8.

При скорости уходящих газов $w = 25$ м/с диаметр устья ствола трубы, м:

$$d_0 = 1,13(Zw/V)^{-0,5} = 1,13(1 \cdot 25/122,5)^{-0,5} = 2,5.$$

Принимается ближайший стандартный типоразмер $d_0 = 2,4$ м.

Оценивается расстояние от дымовой трубы, на котором наблюдается максимальная концентрация вредных у поверхности земли:

$$L_{max} = 20H = 20 \cdot 60 = 1200 \text{ м.}$$

Библиографический список

1. *Соловьев Ю.П.* Проектирование крупных центральных котельных для комплекса тепловых потребителей. – М.: Энергия, 1976.
2. *Варгафтик Н.Б.* Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей. – М.: Наука, 1972. – 720с.
3. *Тепловой расчет котлов (нормативный метод).* Издание 3-е, переработанное и дополненное. – СПб.: НПО ЦКТИ, 1998. – 257с.
4. *Рихтер Л.А., Волков Э.П., Покровский В.Н.* Охрана водного и воздушного бассейнов от выбросов ТЭС. – М.: Энергоиздат, 1981.

Приложение

Таблица П.1

Характеристики котлов [3]

Марка котла	Паропроизводительность, т/ч	КПД котла	Давление свежего пара, бар	Температура свежего пара, °С	Энтальпия свежего пара, кДж/кг
Пылеугольные котлы					
Е-25-14	25	0,87	14	225	2867
Е-35-14	35	0,87			
Е-50-14	50	0,87			
Е-35-24	35	0,87	24	250	2882
Е-50-24	50	0,87			
Е-35-40	35	0,87			
Е-50-40	50	0,88	40	440	3307
Е-75-40	75	0,88			
Газомазутные котлы					
Е-25-14-ГМ	25	0,89	14	225	2867
Е-35-14-ГМ	35	0,89			
Е-50-14-ГМ	50	0,89			
Е-75-14-ГМ	75	0,90			
Е-25-24-ГМ	25	0,89	24	250	2882
Е-35-24-ГМ	35	0,89			
Е-50-24-ГМ	50	0,89			
Е-35-40-ГМ	35	0,89	40	440	3307
Е-50-40-ГМ	50	0,89			
Е-75-40-ГМ	75	0,91			

Таблица П.2

Свойства воды на линии насыщения и сухого насыщенного пара [2]

Давление насыщения p_n , бар	Температура насыщения t_n , °С	Энтальпия воды h' , кДж/кг	Энтальпия пара h'' , кДж/кг
5	152	640	2749
10	180	763	2777
12	188	798	2785
14	195	830	2790
16	201	858	2793
20	212	909	2799
24	222	962	2802
26	226	972	2803
30	234	1008	2804
40	250	1086	2800

Примечание: температуры насыщения и энтальпии округлены до целых чисел.

Таблица П.3

Характеристики некоторых энергетических топлив [3]

Регион	Топливо	A^p , %	S^p , %	V^0 , м ³ /кг	$V^0_{г.}$, м ³ /кг	Q^p_n , МДж/кг
Кемеровская область	Кузнецкий КУ	18,2	0,3	6,26	6,73	23,9
	Итатский БУ	6,8	0,4	3,53	4,33	12,8
	Томусинский КУ	18,9	0,4	6,02	6,50	22,6
Казахстан	Экибастузский КУ	38,1	0,8	4,42	4,79	16/8
Челябинск	Челябинский БУ	29,5	1,0	3,74	4,26	13,8
Узбекистан	Ангренский БУ	13,1	1,3	3,81	4,47	13,8
Красноярский край	Ирша-Бородинск. БУ	6,0	0,2	4,24	4,98	15,7
	Назаровский БУ	7,3	0,4	3,62	4,39	13,0
	Березовский БУ	4,7	0,2	4,26	5,01	15,7
Иркутская область	Азейский БУ	12,8	0,4	4,59	6,25	17,4
	Черемховский КУ	27,0	1,1	4,72	5,21	17,9
Свердловск	Богословский БУ	30,4	0,4	2,86	3,43	10,4
Бурятия	Гусиноозерский БУ	16,8	0,5	4,39	5,01	16,4
Караганда	Карагандинский КУ	27,8	0,8	5,82	6,23	21,4
Магадан	Анадырский БУ	11,9	0,1	5,11	5,76	19,2
Хабаровск	Райчихинский БУ	9,4	0,3	3,56	4,30	12,7
Приморье	Сучанский КУ	22,8	0,5	6,41	6,77	24,3
	Мазут малосернистый	-	0,3	10,62	11,48	40,3
	Мазут сернистый	-	1,4	10,45	11,28	39,8
	Мазут высокосернист.	-	2,8	10,20	10,99	38,8
Тюмень	Уренгойский газ	-	-	9,52	10,68	35,8
Оренбург	Оренбургский газ	-	-	10,05	11,25	38,0
Бухара	Бухарский газ	-	-	9,73	10,91	36,7

Примечания: 1) сокращения КУ и БУ означают каменный и бурый угли;
2) для газообразных топлив: V^0 , $V^0_{г.}$, м³/м³; Q^p_n , МДж/м³.

Расчетная температура наружного воздуха при теплоснабжении [1]

Город	Расчетная температура наружного воздуха, °С	Средняя температура воздуха, °С	
		Отопительного периода	Самого холодного месяца года
Абакан	-40	-7,1	-17,0
Актюбинск	-31	-7,3	-15,6
Алма-Ата	-25	-8,3	-17,7
Анадырь	-22	-4,2	-14,5
Астана	-35	-9,1	-19,0
Барнаул	-39	-8,3	-17,7
Владивосток	-25	-4,8	-14,4
Екатеринбург	-28	-6,8	-15,4
Иркутск	-38	-6,9	-20,9
Караганда	-32	-7,5	-15,1
Красноярск	-40	-7,2	-17,1
Новокузнецк	-38	-8,9	-18,3
Новосибирск	-39	-9,1	-19,0
Омск	-37	-7,7	-19,2
Самарканд	-13	+2,8	-0,3
Семипалатинск	-38	-8,0	-16,2
Ташкент	-15	+2,4	-0,9
Тобольск	-36	-7,0	-18,6
Томск	-40	-8,8	-19,0
Тюмень	-35	-5,7	-16,6
Хабаровск	-33	-9,3	-18,6
Ханты-Мансийск	-40	-9,3	-19,4
Чита	-38	-11,6	-22,6
Экибастуз	-34	-9,0	-18,7