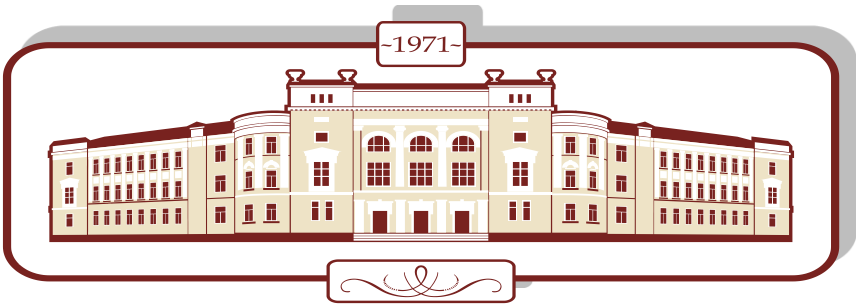
Документ подписан простой электронной подписью
Информация о владельце:
ФИО: Клочков Юрий Сергеевич
Должность: Ректор
Дата подписания: 15.10.2026 14:55:21
Уникальный программный ключ:
3beb265d5d589e7ff4c954946f3ad99a1e70ac12

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования
ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

Кафедра промышленной теплоэнергетики

Белкин А.П., Валиюллина А.А.



Котельные установки и парогенераторы

Часть II: Аэродинамический расчет котельной установки. Выбор и расчет системы подготовки воды

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

для студентов

по направлению 140100.62 «Теплоэнергетика и теплотехника»

профиль 140100 «Промышленная теплоэнергетика»

специальности «Промышленная теплоэнергетика» очной и заочной форм обучения

Тюмень, 2015

УДК: 621.182

Белкин, А.П., Валиюллина, А.А. Котельные установки и парогенераторы. Часть II: Аэродинамический расчет котельной установки. Выбор и расчет системы подготовки воды: методические указания по выполнению курсового проекта для студентов очной и заочной форм обучения по направлению 140100.62 «Теплоэнергетика и теплотехника» профиль 140100 «Промышленная теплоэнергетика». / А.П. Белкин, А.А. Валиюллина. – Тюмень: РИО ФБГОУ ВПО ТюмГАСУ, 2015. – 58 с.

Методические указания по выполнению курсового проекта составлены в соответствии с государственными образовательными стандартами и рабочей программой по направлению 140100.62 «Теплоэнергетика и теплотехника» профиль 140100 «Промышленная теплоэнергетика». Методические указания рассчитаны на приобретение минимального объема теоретических знаний по дисциплине «Котельные установки и парогенераторы» тема: «Расчет производственно-отопительной котельной» и использование его в качестве руководства при выполнении самостоятельных заданий.

Рецензент: Чекардовский М.Н.

Тираж 50 экз.

© ФБГОУ ВПО «Тюменский государственный архитектурно - строительный университет»

© Белкин А.П., Валиюллина А.А.

Редакционно-издательский отдел ФБГОУ ВПО «Тюменский государственный архитектурно-строительный университет»

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ..... 4

ГЛАВА 1. Аэродинамический расчет котельной установки 5

1.1 Аэродинамический расчет котлов типа КЕ, ДЕ..... 5

1.1.1 Расчет топки и котельного пучка 5

1.1.2 Расчет газоходов котла 7

1.1.3 Расчет водяного экономайзера котла..... 17

1.1.4 Расчет и выбор золоуловителя котла КЕ..... 18

1.2 Аэродинамический расчет водогрейных жаротрубных котлов 20

1.3 Расчет высоты и аэродинамического сопротивления дымовой трубы 27

1.4 Выбор дымососа и электродвигателя к нему 31

1.5 Расчет воздушного тракта, выбор дутьевого вентилятора и электродвигателя к нему 33

ГЛАВА 2. Выбор и расчет системы подготовки воды..... 35

2.1 Общие сведения о воде..... 35

2.2 Роль примесей воды при ее использовании в энергетике..... 38

2.3 Водно-химический режим котлов 40

2.4 Обработка воды методами ионного обмена. Na-катионирование 42

2.5 Выбор и расчет системы водоподготовки 44

2.6 Деаэрация питательной и подпиточной воды 50

2.7 Выбор и расчет атмосферного деаэратора 51

2.8 Выбор и расчет вакуумного деаэратора 52

Литература 57

Приложения 58

ВВЕДЕНИЕ

Аэродинамический расчет котельной установки является частью курсового проекта. Такой расчет позволяет определить гидродинамическое сопротивление газового и воздушного трактов и выбрать соответствующие дымососы и дутьевые вентиляторы для перемещения газовых и воздушных масс.

В аэродинамический расчёт входят:

1. Расчет топки и котельного пучка;
2. Расчёт газоходов;
3. Расчёт водяного экономайзера;
4. Расчёт и выбор золоуловителя;
5. Расчёт дымовой трубы;
6. Выбор дымососа и электродвигателя к нему;
7. Расчёт воздушного тракта, выбор дутьевого вентилятора и электродвигателя к нему.

Движение продуктов сгорания и воздуха рассматривается как движение вязких жидкостей, имеющих турбулентный характер и происходящих при изменении температуры. При движении продуктов сгорания, обладающих вязкостью, возникает сопротивление, препятствующее их движению. На преодоление этих сопротивлений затрачивается часть энергии, которой обладает движущийся поток жидкости. Возникает сопротивлении, обусловленное силами трения движущегося потока о стенки канала и возрастают внутренние трения в потоке, при появлении на его пути различных препятствий. При скорости дымовых газов менее 10-12 м/с сопротивлением трения можно пренебречь и учитывать только местные сопротивления участков газовоздушного тракта.

ГЛАВА 1. АЭРОДИНАМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ КОТЕЛЬНОЙ УСТАНОВКИ

1.1 Аэродинамический расчет котлов

1.1.1 Расчет топки и котельного пучка

Схема для расчета аэродинамического сопротивления котлов типа КЕ, ДЕ представлена на рисунке 1.1.

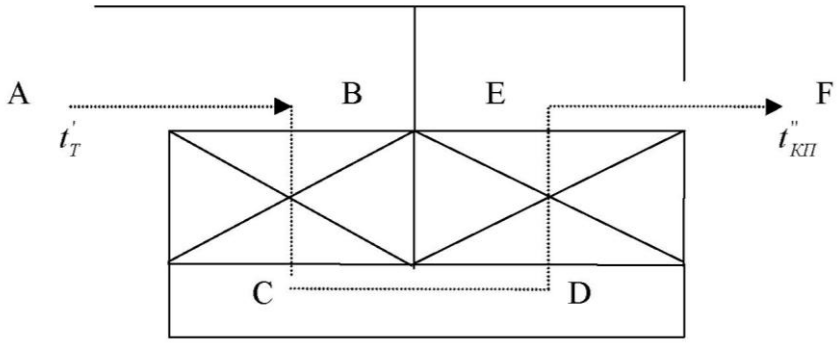


Рисунок 1.1 - Схема газовых потоков в теплогенераторе КЕ, ДЕ

Условно будем считать, что газовые потоки движутся с поворотами по линии ABCDEF.

Шаг труб пучка вдоль оси барабана $S_{ВД}$, м.

Шаг труб пучка поперек оси барабана $S_{ПОП}$, м.

Наружный диаметр труб d_H, м.

Шаг труб поперек потока газа S_1, м.

Шаг труб вдоль потока газа S_2, м.

Аэродинамическое сопротивление котла определяется:

$$h_{ТГ} = h_T + h_{КП}, \text{ Па.}$$

где h_T - сопротивление топки. Принимают Δh_T=10-30 Па, $h_{КП}$- сопротивление котельного пучка, Па:

$$h_{КП} = \sum \xi_i \cdot \frac{\rho \cdot \varpi^2}{2} \cdot K, \text{ Па}$$

Коэффициент запаса K = 1,15.

Сумма коэффициентов местных сопротивлений включает учет поворотов

потока газов и сопротивление пучка труб на линиях BC, CD, и DE:

$$\sum \xi_i = \xi_{90} + \xi_{180} + \xi_{90} + \xi_{BC} + \xi_{CD} + \xi_{DE} = 2 \cdot \xi_{90} + \xi_{180} + 2 \cdot \xi_{BC} + \xi_{CD} .$$

Примем, что $\xi_{90} = 1, \xi_{180} = 2$.

Линия BC (DE) – движение газа поперек оси барабана.

Коэффициент сопротивления при движении газа вдоль линии BC (DE):

$$\xi_{BC} = \xi_0 \cdot z_{BC} ,$$

где z_{BC} - число рядов труб вдоль линии BC.

Коэффициент ξ_0 зависит от геометрии взаимного расположения труб в пучке и режима течения потока газов. В данном случае шаг труб поперек потока газа:

$$S_1 = S_{ВД} = 0{,}090 \text{ м} \qquad \sigma_1 = S_1 / d_H$$

А шаг труб вдоль потока газов:

$$S_2 = S_{ПОП} = 0{,}110 \text{ м} \qquad \sigma_2 = S_2 / d_H$$

Для $\sigma_1 < \sigma_2$ $\qquad \xi_0 = \dfrac{2}{\sqrt{\sigma_1 - 1}} \mathrm{Re}^{-0.2}$,

где число Рейнольдса $\mathrm{Re} = \dfrac{\varpi \cdot d_H}{\nu}$. Средняя скорость потока ϖ, м/с, и кинематическая вязкость ν, м^2/с, при средней температуре потока берутся из теплового расчета котельного пучка.

Линия CD – движение газа вдоль оси барабана.

Здесь $\xi_{CD} = \xi_0 \cdot z_{CD} ,$

где z_{CD} - число рядов труб вдоль линии CD.

В данном случае:

$$S_1 = S_{ПОП} = 0{,}110 \text{ м} \qquad \sigma_1 = S_1 / d_H$$

$$S_2 = S_{ВД} = 0{,}090 \text{ м} \qquad \sigma_2 = S_2 / d_H$$

$$\psi = \frac{S_1 - d_H}{S_2 - d_H} > 1$$

Для $\sigma_1 < \sigma_2$ $$\xi_0 = \frac{0{,}38}{\sqrt{\sigma_1 - 1}} \mathrm{Re}^{\frac{-0{,}2}{\sqrt{\psi}}} \left(\psi - 0{,}94\right)^{-0{,}59}$$

Средняя плотность газов в котельном пучке определяется температурой потока газов $t_{ср}$, которую берут из теплового расчета котельного пучка, а также массой и объемом газов для нормальных условий (смотри таблицу для котельного пучка):

$$\rho_г = \left(G_г / V_г\right)_{КП} \left(\frac{273}{273 + t_{ср}}\right), \text{ кг/м}^3$$

1.1.2 Расчет газоходов котла

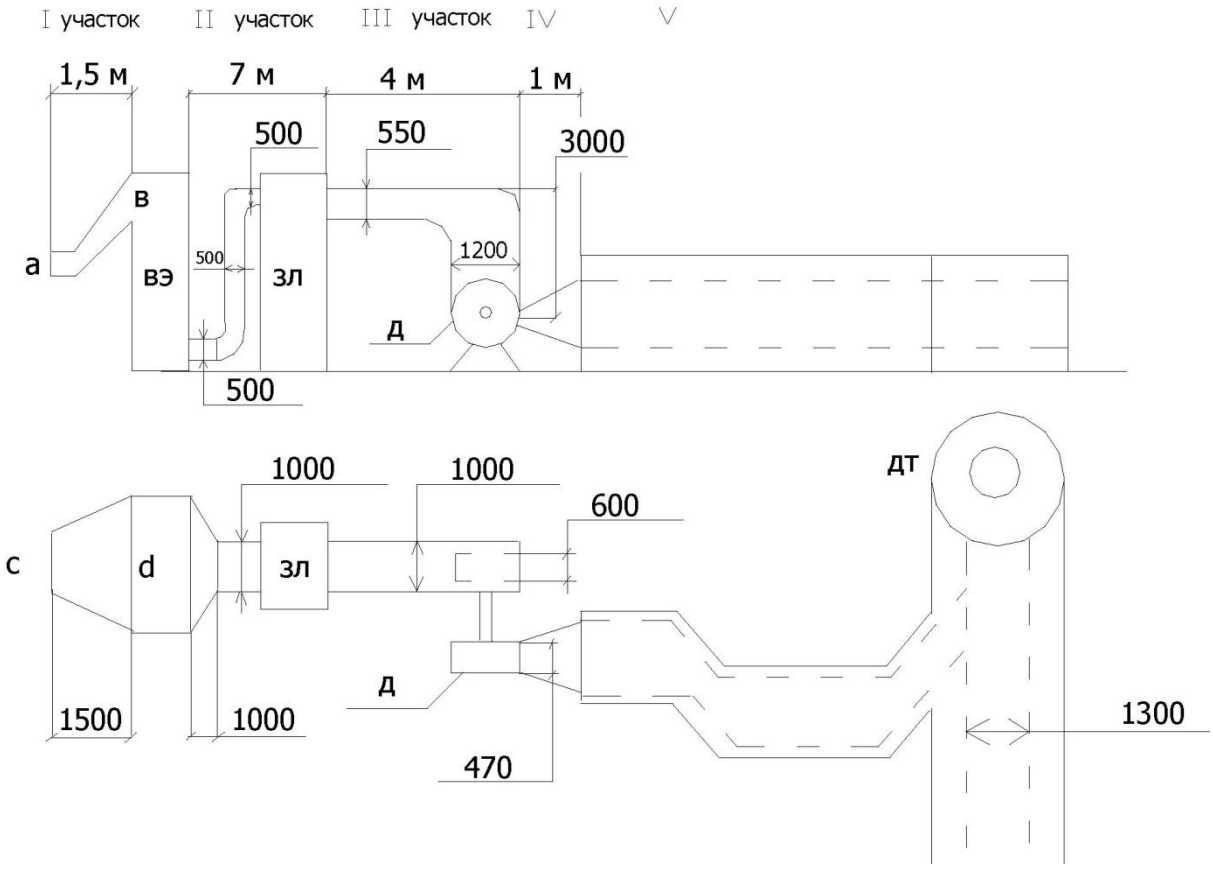


Рисунок 1.2 - Схема газового тракта котла КЕ

I участок – соединяет котельный пучок с водяным экономайзером;

II участок – соединяет водяной экономайзер с золоуловителем;

III участок – соединяет золоуловитель с дымососом;

IV участок – соединяет дымосос с кирпичным газоходом;

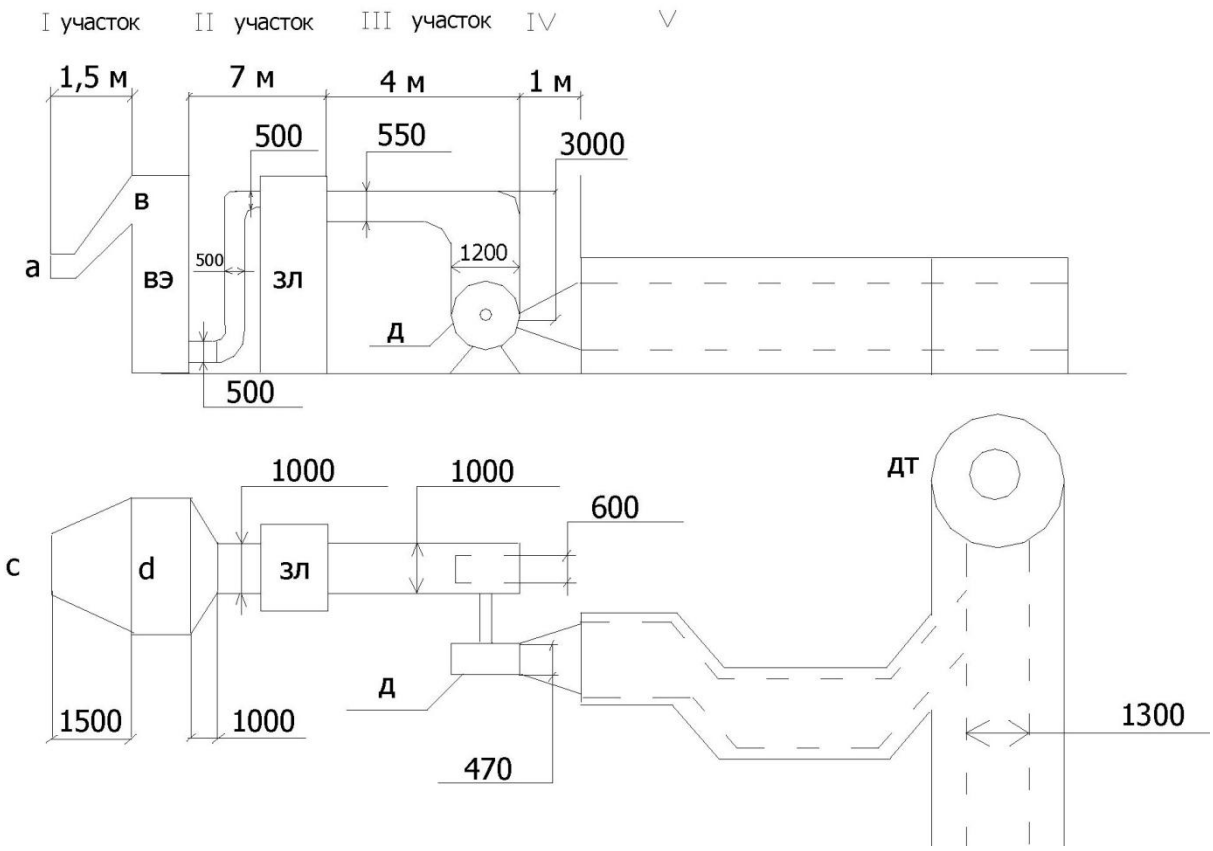


Рисунок 1.3 - Схема газового тракта котла ДЕ

I участок – соединяет котельный пучок с водяным экономайзером;

II участок – соединяет водяной экономайзер с проходным участком;

III участок – соединяет проходной участок с дымососом

IV участок – соединяет дымосос с кирпичным газоходом;

V участок – кирпичный газоход.

Следует учитывать, что участки могут состоять из подучастков.

Местное сопротивление участков газохода:

$$h_{гзх} = \sum \xi_i \cdot \frac{\overline{\rho} \cdot \overline{\varpi}^2}{2}, \text{ Па}$$

где $\sum \xi_i$ - сумма коэффициентов местных сопротивлений на всем участке; $\overline{\rho}$, кг/м^3 – средняя плотность дымовых газов на участке; $\overline{\varpi}$, м/с – гидродинамическая скорость.

Плотность дымовых газов на участке:

$$\rho = \rho_o \cdot \frac{273}{273 + \bar{t}_г}, \text{ кг/м}^3$$

где ρ_o, кг/м^3 – плотность дымовых газов при нормальных условиях (0^{o}С, 760 мм рт. ст.), $\bar{t}_г$ - средняя температура газов на участке.

Для I участка:

$$\rho_o = \left(\frac{G}{V}\right)_{кп}, \text{ кг/м}^3;\ \bar{t}_г = t''_{кп}, \ ^o\text{C}$$

Для участков II-V:

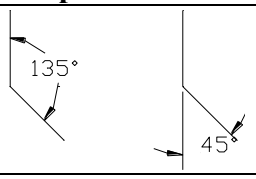
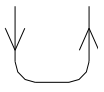
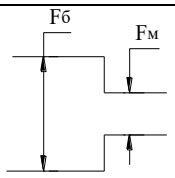
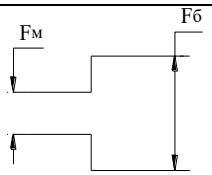
$$\rho_o = \left(\frac{G}{V}\right)_{вэ}, \text{ кг/м}^3;\ \bar{t}_г = t_{ух}, \ ^o\text{C}$$

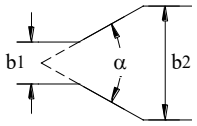
Для водяного экономайзера:

$$\rho_o = \left(\frac{G}{V}\right)_{вэ}, \text{ кг/м}^3;\ \bar{t}_г = \frac{t_{вх} + t_{вых}}{2}, \ ^o\text{C}$$

Коэффициенты местных сопротивлений учитывают местные сопротивления участков газохода: повороты потока, сужения, расширения и т.д. Значение коэффициентов местного сопротивления принимается по таблице 1.1 в зависимости от вида местного сопротивления.

Таблица 1.1 - Значения коэффициента ζ для различных видов местных сопротивлений

№	Наименование местного сопротивления	Эскиз местного сопротивления	Значение коэффициента ζ
1	Поворот на 135 (45) °		0,5
2	Поворот на 90 °		1,0
3	Поворот на 180 °		2,0
4	Внезапное сужение		$0{,}5\left(1-\frac{F_м}{F_б}\right)^{0{,}75}$
5	Внезапное расширение		$0{,}5\left(\frac{F_б}{F_м}-1\right)^2$

№	Наименование местного сопротивления	Эскиз местного сопротивления	Значение коэффициента ζ
6	Плавное сужение (расширение)		$k\zeta_{расш}$ $0{,}5k\zeta_{суж}$ $tg\frac{\alpha}{2}=\frac{b_2-b_1}{2l}$

Сужения, расширения:

1. Внезапное расширение:

$$\xi_{расш}^{вн}=\left(\frac{F_б}{F_м}-1\right)^2,$$

где $F_б$ и $F_м$ (м^2) – большая и меньшая площади поперечных сечений участка расширения.

2. Внезапное сужение:

$$\xi_{суж}^{вн}=0{,}51\cdot\left(1-\frac{F_м}{F_б}\right)^{\frac{3}{4}},$$

3. Плавное сужение, расширение:

$$\xi_{суж,расш}=\kappa\cdot\xi_{суж,расш}^{вн};\ \kappa=f(\alpha)$$

$$tg\frac{\alpha}{2}=\frac{l_2-l_1}{2\cdot l}\rightarrow\frac{\alpha}{2}\rightarrow\alpha$$

где l, l_1, l_2 – геометрические размеры участка местного сопротивления, κ – коэффициент, зависящий от величины угла α при вершине участка местного сопротивления по таблице 1.2.

Таблица 1.2 - Зависимость коэффициента к от угла α, °

α, °	10	15	20	25	30	35	40
к	0,17	0,27	0,40	0,60	0,85	0,93	1,0

Гидродинамическая скорость дымовых газов на участке зависит от живого сечения участка газохода и объемного расхода продуктов сгорания:

$$\overline{w}=\frac{V_д}{F_ж},\ \text{м/с}$$

где $V_д$, м^3/с – объемный расход продуктов сгорания, $F_ж$, м^2 – живое сечение участка газохода.

Для определения площади живого сечения сложного участка газохода, его необходимо разбить на подучастки:

$$F_ж = \frac{l_1 + l_2 + ... + l_n}{\frac{i_1}{F_1} + \frac{l_2}{F_2} + ... + \frac{l_n}{F_n}} = \frac{l}{\sum_{i=1}^{n} \frac{l_i}{F_i}}, \text{ м}^2$$

где l_1, l_2, l_n – длины подучастков, м; F_1, F_2, F_n – площади их живого сечения, м^2.

Если длины подучастков одинаковы или приняты таковыми, тогда:

$$F_ж = \frac{n}{\frac{1}{F_1} + \frac{1}{F_2} + ... + \frac{1}{F_n}}, \text{ м}^2$$

где n – число подучастков.

Объемный расход продуктов сгорания на I участке:

$$V_{дI} = B_р \cdot V_{кп} \cdot \frac{273 + t''_{кп}}{273}, \text{ м}^3/\text{с}$$

где $B_р$, кг/с – расчетный расход топлива, $V_{кп}$, м^3/кг – объем дымовых газов в котельном пучке.

Объемный расход продуктов сгорания в водяном экономайзере:

$$V_{двэ} = B_р \cdot V_{вэ} \cdot \frac{273 + \bar{t}_г}{273}, \text{ м}^3/\text{с}$$

где $V_{вэ}$, м^3/кг – объем дымовых газов в водяном экономайзере.

Объемный расход продуктов сгорания на II участке:

$$V_{дII} = B_р \cdot (V_{вэ} + \Delta\alpha_м \cdot l_{II} \cdot V_в^o) \cdot \frac{273 + t_{ух}}{273}, \text{ м}^3/\text{с}$$

где $\Delta\alpha_м$=0,001/м – величина присосов холодного воздуха в металлические газоходы на 1 метр длины, l_{II}, м – длина II участка газохода, $V_в^o$, м^3/кг - теоретический объем воздуха.

Объемный расход продуктов сгорания на III участке:

$$V_{дIII} = B_р \cdot (V_{вэ} + \Delta\alpha_м \cdot (l_{II} + l_{III}) \cdot V_в^o) \cdot \frac{273 + t_{ух}}{273}, \text{ м}^3/\text{с}$$

где l_{III}, м – длина III участка газохода.

Объемный расход продуктов сгорания на IV участке:

$$V_{\partial IV} = B_p \cdot (V_{в\text{э}} + \Delta\alpha_м \cdot (l_{II} + l_{III} + l_{IV}) \cdot V_в^o) \cdot \frac{273 + t_{ух}}{273}, \text{ м}^3/\text{с}$$

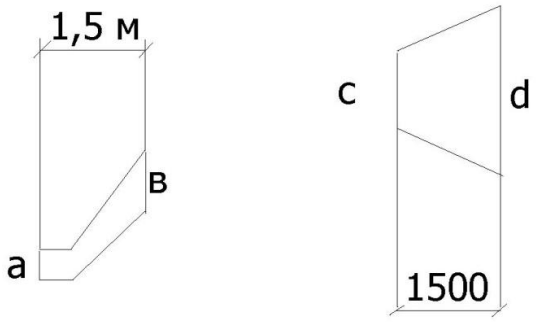
где l_{IV}, м – длина IV участка газохода.

Объемный расход продуктов сгорания на V участке:

$$V_{\partial V} = B_p \cdot (V_{в\text{э}} + [\Delta\alpha_м \cdot (l_{II} + l_{III} + l_{IV}) + \Delta\alpha_к \cdot l_V] \cdot V_в^o) \cdot \frac{273 + t_{ух}}{273}, \text{ м}^3/\text{с}$$

где l_V, м – длина V участка (кирпичного газохода), $\Delta\alpha_к$=0,005/м – величина присосов холодного воздуха в кирпичные газоходы на 1 метр длины.

I участок



Главный вид Вид сверху

1. Плотность газов:

$$\rho_I = \left(\frac{G}{V}\right)_{кп} \cdot \frac{273}{273 + t''_{КП}}, кг/м^3;$$

2. Коэффициенты местных сопротивлений:

$$\sum \xi = \xi_{135} + \xi_{РАСШ};$$

$$\xi_{РАСШ} = \kappa \cdot \xi^{ВН}_{РАСШ};$$

$$\xi^{ВН}_{РАСШ} = \left(\frac{F_Б}{F_М} - 1\right)^2;$$

$$F_Б = b \cdot d, м^2;\ F_М = a \cdot c, м^2;$$

$$\kappa = f(\alpha);$$

$$tg\frac{\alpha}{2} = \frac{d - c}{2 \cdot l} \Rightarrow \alpha;$$

По таблице принимаем κ;

3. Живое сечение:

$$F_{ж} = \frac{n}{1/F_1} = F_1;$$ где n - количество подучастков.

$$F_1 = \frac{a \cdot c + в \cdot d}{2} м^2;$$

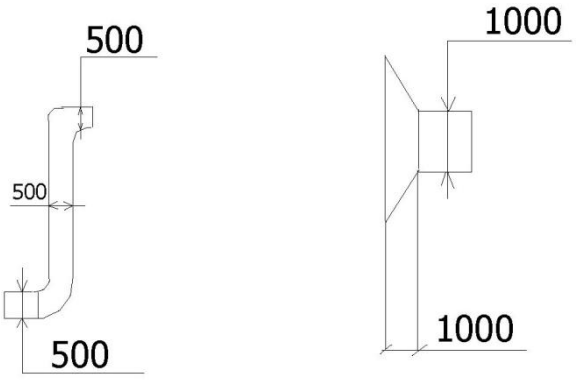
4. Гидродинамическая скорость:

$$W_I = \frac{V_{дI}}{F_{Ж}}, м/с;$$

5. Местное сопротивление:

$$\Delta h_{ГЗХI} = \sum \xi \cdot \frac{\rho_I \cdot W_I^2}{2}, Па;$$

II участок



Главный вид Вид сверху

1. Плотность газов:

$$\rho_{II} = \left(\frac{G}{V}\right)_{вэ} \cdot \frac{273}{273 + t_{УХ}} = \rho_{ух}, кг/м^3;$$

2. Коэффициенты местных сопротивлений:

$$\sum \xi = 2 \cdot \xi_{90} + \xi_{СУЖ};$$

$$\xi_{СУЖ} = к \cdot \xi_{СУЖ}^{ВН}; \qquad \xi_{СУЖ}^{ВН} = 0{,}51 \cdot \left(1 - \frac{F_M}{F_Б}\right)^{3/4};$$

$$F_Б = 0{,}5 \cdot d; \qquad F_M = 0{,}5 \cdot 1; \qquad K = f(\alpha);$$

$$tg\frac{\alpha}{2} = \frac{d-1}{2 \cdot l} \Rightarrow \alpha^{\circ};$$

По таблице принимаем коэффициент *к*;

3. Живое сечение:

$$F_{ж} = \frac{2}{\frac{1}{F_1} + \frac{1}{F_2}}, м^2;$$

$$F_1 = \frac{0{,}5 \cdot d + 0{,}5 \cdot 1}{2}, м^2;$$

$$F_2 = 0{,}5 \cdot 1 = 0{,}5 м^2;$$

4. Гидродинамическая скорость:

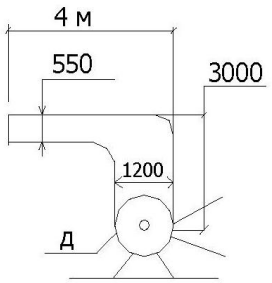
$$W_{II} = \frac{V_g^{II}}{F_{Ж}}, м/с;$$

5. Местное сопротивление:

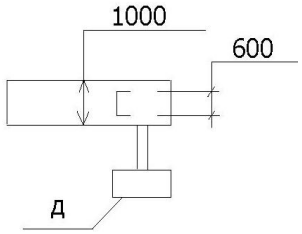
$$\Delta h_{ГЗХП} = \sum \xi \cdot \frac{\rho_{II} \cdot W_{II}^2}{2}, Па;$$

III участок

Главный вид



Вид сверху



1. Плотность газов:

$$\rho_{Ш} = \rho_{ух}, кг/м^3;$$

2. Коэффициенты местных сопротивлений:

$$\sum \xi = 2 \cdot \xi_{90} + \xi_{РАСШ}^{ВН} + \xi_{СУЖ};$$

$$\xi_{РАСШ}^{ВН} = \left(\frac{F_Б}{F_М} - 1 \right)^2;$$

$$F_Б = 1{,}2 \cdot 1 = 1{,}2 м^2; \; F_М = 0{,}55 \cdot 1 = 0{,}55 \; м^2;$$

$$tg \frac{\alpha}{2} = \frac{1 - 0{,}6}{2 \cdot 3} \Rightarrow \alpha \Rightarrow K;$$

$$\xi_{СУЖ} = K \cdot \xi_{СУЖ}^{ВН}; \qquad \xi_{СУЖ}^{ВН} = 0{,}51 \cdot \left(1 - \frac{F_М}{F_Б} \right)^{3/4};$$

$$F_Б = 0{,}6 \cdot 1{,}2 = 0{,}72 м^2; \; F_М = 1{,}2 \cdot 1 = 1{,}2; м^2$$

3. Живое сечение:

$$F_{ж} = \frac{2}{\frac{1}{F_1} + \frac{1}{F_2}}, м^2;$$

$$F_1 = \frac{1{,}2 \cdot 1 + 0{,}6 \cdot 1{,}2}{2}, м^2;\ F_2 = 0{,}55 \cdot 1, м^2;$$

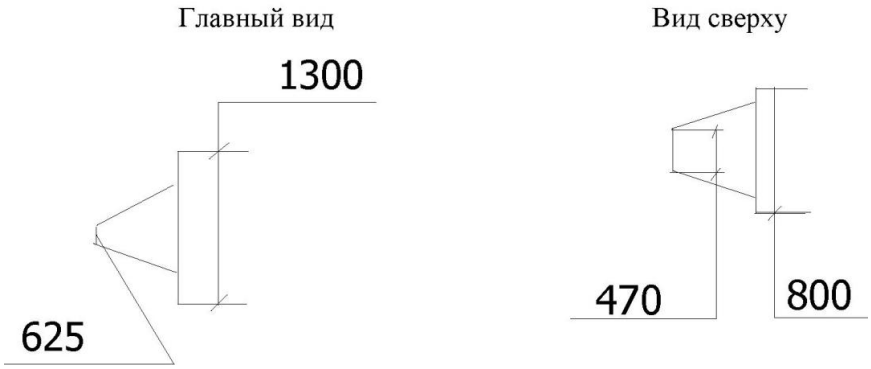
4. Гидродинамическая скорость:

$$W_{Ш} = \frac{V_{оШ}}{F_{Ж}}, м/с;$$

5. Местное сопротивление:

$$\Delta h_{ГЗХШ} = \sum \xi \cdot \frac{\rho_{Ш} \cdot W_{Ш}^2}{2}, Па;$$

IV участок



1. Плотность газов:

$$\rho_{IV} = \rho_{ух}, кг/м^3;$$

2. Коэффициенты местных сопротивлений:

$$\sum \xi = K \cdot \xi_{РАСШ}^{ВН};$$

$$\xi_{РАСШ}^{ВН} = \left(\frac{F_{Б}}{F_{М}} - 1 \right)^2;$$

$$F_{Б} = 1{,}3 \cdot 0{,}8 = 1{,}04, \text{ м}^2;$$

$$F_{М} = 0{,}625 \cdot 0{,}47 = 0{,}294 \text{ м}^2;$$

$$tg\frac{\alpha}{2} = \frac{1{,}3 - 0{,}625}{2 \cdot 1} \Rightarrow \alpha \Rightarrow K;$$

3. Живое сечение:

$$F_{ж} = \frac{0{,}625 \cdot 0{,}47 + 1{,}3 \cdot 0{,}8}{2}, м^2;$$

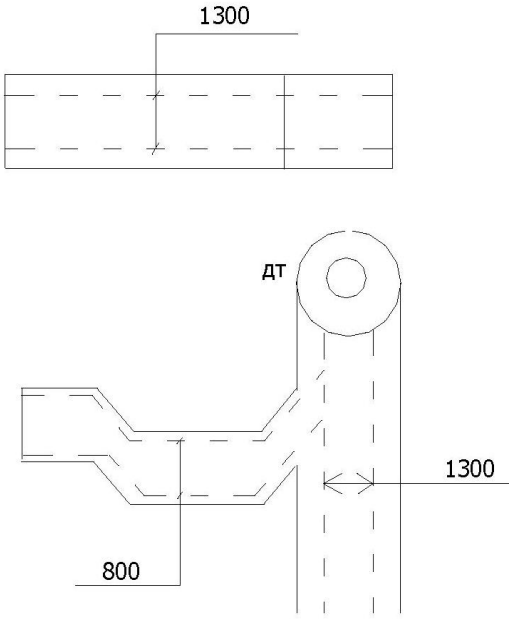
4. Гидродинамическая скорость:

$$W_{IV} = \frac{V_{\partial IV}}{F_{Ж}}, м/с;$$

5. Местное сопротивление:

$$\Delta h_{ГЗХIV} = \sum \xi \cdot \frac{\rho_{IV} \cdot W_{IV}^2}{2}, Па;$$

<u>V участок</u>



1. Плотность газов:

$$\rho_V = \rho_{ух}, кг/м^3;$$

2. Коэффициенты местных сопротивлений:

$$\sum \xi = 3 \cdot \xi_{135} + \xi_{РАСШ}^{ВН};$$

$$\xi_{РАСШ}^{ВН} = \left(\frac{F_Б}{F_М} - 1 \right)^2;$$

$$F_Б = 1{,}5 \cdot 1{,}3 = 1{,}95 \text{ м}^2;$$

$$F_М = 1{,}3 \cdot 0{,}8 = 1{,}04 \text{ м}^2;$$

3. Живое сечение:

$$\text{F}_{\text{ж}} = 0{,}8 \cdot 1{,}3 = 1{,}04 м^2;$$

4. Гидродинамическая скорость:

$$W_V = \frac{V_{\partial V}}{F_{Ж}}, м/с;$$

5. Местное сопротивление:

$$\Delta h_{ГЗХV} = \sum \xi \cdot \frac{\rho_V \cdot W_V^2}{2}, Па;$$

Аэродинамическое сопротивление газоходов:

$$\Delta h_{газх} = \Delta h_{газхI} + \Delta h_{газхII} + \Delta h_{газхIII} + \Delta h_{газхIV} + \Delta h_{газхV}, \text{ Па}$$

1.1.3 Расчет водяного экономайзера котла

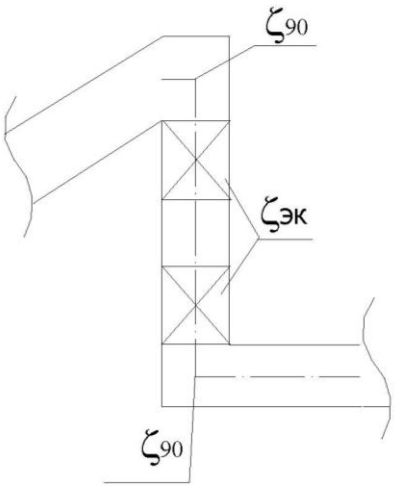


Рисунок 1.4 - Схема водяного экономайзера

Сопротивление труб водяного экономайзера рассматривается как местное сопротивление:

$$\Delta h_{ЭК} = \sum \xi \cdot \frac{\rho \cdot W^2}{2} \cdot K, Па;$$

$K = 1{,}4$ - коэффициент запаса;

$$\sum \xi_{ЭК} = 2 \cdot \xi_{90} + \xi_{ЭК};$$

$$\xi_{ЭК} = 0{,}5 \cdot Z_2;$$

где Z_2 - число рядов труб водяного экономайзера;

$$\rho = \left(\frac{G}{V}\right)_{ВЭ} \cdot \frac{273}{273 + \bar{t}_г};$$

$$\bar{t}_г = \frac{t''_{кп} + t_{УХ}}{2}, ^\circ C;$$

Гидродинамическая скорость дымовых газов определена в разделе тепловой расчет и конструирование водяного экономайзера.

1.1.4 Расчет и выбор золоуловителя котла КЕ

Для отчистки выбрасываемых в атмосферу продуктов сгорания и защиты рабочих колес дымососов от уноса (летучей золы и частиц несгоревшего топлива) в промышленных и отопительных котельных при сжигании твердого топлива устанавливаются золоуловители.

Качество работы золоуловителя принято характеризовать полным и фракционным КПД. Полным КПД золоуловителя называют отношение массы уноса, уловленного в золоуловителе, к массе входящего в него уноса. Фракционным КПД золоуловителя называется отношение уловленного уноса определенной фракции к массе уноса той же фракции, поступившей в золоуловитель. Полный КПД позволяет судить об эффективности отчистки продуктов сгорания от уноса определенного фракционного состава в данной конструкции золоуловителя. Фракционный КПД характеризует степень совершенства данной конструкции золоуловителя.

Все конструкции золоуловителей, применяемых для улавливания уноса, по принципу их работы можно разбить на следующие группы: сухие инерционные золоуловители, мокрые золоуловители, электрофильтры и комбинированные золоуловители. В сухих инерционных золоуловителях отделение частиц уноса от продуктов сгорания происходит за счет центробежных или инерционных сил. В мокрых золоуловителях частицы уноса отделяются путем промывки или орошения продуктов сгорания водой и осаждения частиц на смачиваемую поверхность, а также улавливанием частиц на водяной пленке. В электрофильтрах улавливание частиц происходит путем осаждения их на электроды под действием электрического поля. В комбинированных золоуловителях сочетаются различные методы.

Из различных конструкций инерционных золоуловителей в промышленных и отопительных котельных применяют циклоны и батарейные циклоны. Очистка продуктов сгорания в циклоне происходит за счет центробежной силы, развивающейся при сообщении потоку сложного вращательного и поступательного движения.

Золоуловитель устанавливается, если выполняется условие:

$$N = B_p \cdot A^p \geq 1{,}4$$

где B_p, кг/с – расчетный расход топлива; A^p, % - зольность топлива в рабочем состоянии.

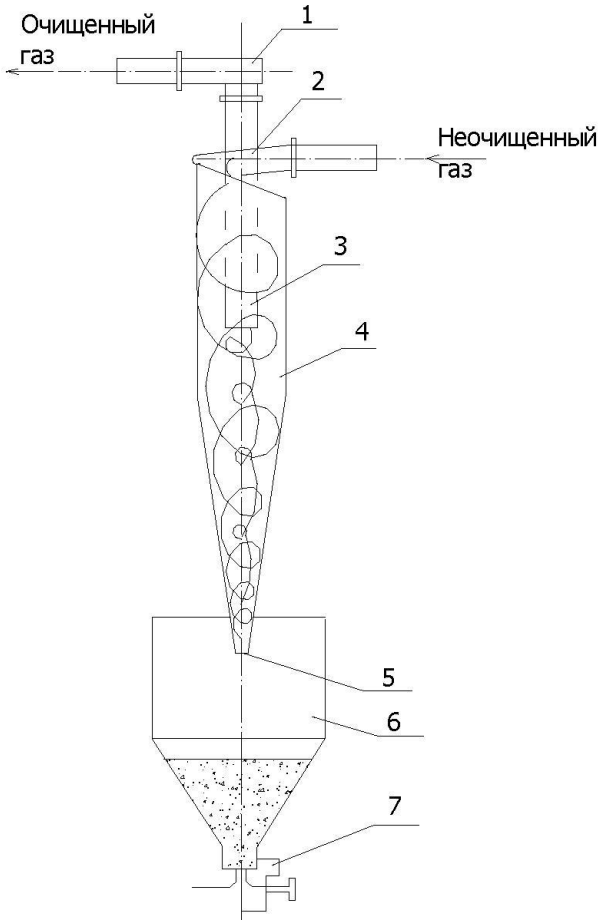


Рисунок 1.5 - Схема циклона

1 - отвод продуктов сгорания, 2 - винтообразная крышка, 3 - центральный патрубок, 4 - корпус циклона, 5 - выпускное отверстие, 6 - бункер, 7 - устройство для удаления золы

В качестве золоуловителя принимается стандартный блок циклонов по справочнику [] стр.344, таблица №11.9 в зависимости от расхода дымовых газов на II участке ($V_{дII}$, м^3/с или тыс. м^3/час). При выборе золоуловителя необходимо указать его основные характеристика, а также конструктивные особенности и габаритные размеры.

Следует учитывать, что табличное значение аэродинамического сопротивления золоуловителя ($\Delta h_{табл}$) указано при стандартных условиях ($V_{табл}$

и $t_{газов}$=150 °С). Для того, чтобы найти сопротивление золоуловителя для своих условий ($V_{дII}$, м^3/с и $t_{ух}$, °С) необходимо воспользоваться формулой:

$$\Delta h_{зл} = \Delta h_{табл} \cdot \left(\frac{V_{дII}}{V_{табл}} \right)^2 \cdot \frac{273+150}{273+t_{ух}}, \text{ Па}$$

1.2 Аэродинамический расчет водогрейных жаротрубных котлов

Методика аэродинамического расчета

Для сжигания одного кубометра топлива требуется подавать в топку значительное по объему количество воздуха, около 10-14 м^3/кг. В результате сгорания образуется количество газа, по весу почти равное весу топлива и воздуха, а по объему значительно больше их. Следовательно, для поддержания в топке необходимой напряженности горения надо обеспечить поступление в топку в каждую единицу времени значительного количества воздуха и одновременный отвод через газоходы котла в дымовую трубу образующегося в топке большого количества газообразных продуктов сгорания топлива.

Если необходимые поступление воздуха и отвод газов не будут обеспечены, то топливо не будет сгорать в достаточном количестве и теплопроизводительность котла снизится.

При движении газов внутри котла возникает сопротивление трения. Кроме того, в отдельных местах газоходов могут возникнуть дополнительные сопротивления, вызванные какими-либо препятствиями движению газов (повороты, изменение площади прохода и т. д.). Эти дополнительные сопротивления называются местными. Чтобы газы могли двигаться по газоходам с необходимой скоростью, и воздух мог поступать в топку, нужно иметь разность давлений, которая могла бы преодолеть все сопротивления, возникающие при движении газов от топки до устья дымовой трубы.

Для поступления воздуха и отвода газов в нужном количестве необходимо, чтобы существовало условие:

$$h = \sum h_{сопр} ,$$

где h - величина тяги или напора дутья или сумма того и другого, если они

применяются одновременно; $\sum h_{сопр}$ - сумма сопротивлений, возникающих при движении газов в газоходах, мм вод. ст.

Из этого выражения следует, что определение необходимой величины тяги или напора сводится к расчету сопротивлений, возникающих в газоходах при движении по ним газов. Если вычислена сумма сопротивлений, можно выяснить, какие тягодутьевые устройства необходимы для их преодоления. Расчет сопротивлений называют аэродинамическим расчетом.

Сумма сопротивлений складывается из сопротивлений элементов котельного агрегата, последовательно расположенных по ходу газов:

$$\sum h_{сопр} = h_{топ} + h_{ок} + h_{дт} + h_{пк} + h_{дт},$$

где $h_{топ}$ - сопротивление топки, под которым понимать сопротивление колосниковой решетки и слоя топлива при слоевом сжигании топлива или сопротивление воздухоподводящих каналов и фронта топки при камерном сжигании топлива, Па; $h_{ок}$ – сопротивление огневой камеры, Па; $h_{дт}$ – сопротивление дымогарных труб, Па; $h_{пк}$ – сопротивление поворотной камеры, Па; $h_{дт}$ – сопротивление дымогарных труб, Па; $h_{тр}$ - сопротивление дымоходов и дымовой трубы, Па.

В огнетрубных котлах учитываются сопротивления одной жаровой трубы, одной огневой камеры и одной дымогарной трубы. Остальные жаровые и дымогарные трубы и огневые камеры являются параллельными газоходами и при расчете не учитываются.

Сказанное относится к расчету величины тяги или напора. Площадь поперечного сечения дымовой трубы, необходимая для удаления газов, и производительность вентиляторов должны рассчитываться на полное количество образующихся в котле газов.

При сжигании газа сопротивление топки (фронта и воздухоподводящих устройств) может принимать различные значения в зависимости от теплового напряжения топочного объема и скорости воздуха в воздухонаправляющих устройствах. Сопротивление топки зависит главным образом от скорости

подводимого через фронт воздуха. Увеличение этой скорости улучшает перемешивание частиц топлива с воздухом, что важно для высокофорсированных котлов, работающих с большими напряжениями топочного объема.

В огнетрубных котлах газы движутся внутри труб параллельно их оси (дымогарные и жаровые трубы, огневые камеры).

Для движения газов внутри трубы в условиях теплообмена

$$h_{тр} = \lambda \cdot \frac{l \cdot W^2}{d \cdot 2 \cdot g} \cdot \gamma_{газ} \cdot \left(\frac{T_{газ}}{T_{ст}} \right)^{0,583},$$

где $h_{тр}$ - сопротивление трения при течении газов внутри трубы, мм вод. ст.; λ - коэффициент трения; l - длина трубы, м; d - внутренний диаметр трубы, м; W - средняя скорость газов, м/с; $\gamma_{газ}$ - удельный вес газов при средней их температуре, кг/м^3; $g = 9,81$ м/с^2 – ускорение силы тяжести; $T_{газ}$ - средняя абсолютная температура газов, К; $T_{ст}$ - температура стенки, К .

Коэффициент трения λ зависит от скорости, вязкости и плотности газа, а также от диаметра трубы. Его величина определена опытами.

Для приближенных расчетов можно принимать $\lambda = 0,03$;

$$\gamma_{газ} = \gamma_{ог} \cdot \frac{273}{273 + t_{газ}}$$

где $t_{газ}$ - средняя температура газов, ^0C;

Принимается $\gamma_{ог} = 1,34$ $кг/м^3$, для среднего состава газов.

Местные сопротивления вызываются внезапным изменением направления потока (поворотами) и изменением живого сечения потока (сужением или расширением). Все местные сопротивления определяются по выражению:

$$h_{мс} = \sum \zeta \cdot \frac{W^2}{2 \cdot g} \cdot \gamma_г$$

где $h_{мс}$ - величина местного сопротивления (потеря напора), мм вод. ст., $\sum \xi_i$ - сумма коэффициентов местных сопротивлений в огневой камере; ζ - коэффициент местных сопротивлений (таблица 1.1), учитывает местные

сопротивления участков газохода: повороты потока, сужения, расширения и т.д.

Рассчитываем внезапное сужения и расширения:

Внезапное расширение:

$$\xi_{расш}^{вн} = \left(\frac{F_б}{F_м} - 1 \right)^2,$$

где $F_б$ и $F_м$ ($м^2$) – большая и меньшая площади поперечных сечений участка расширения.

Внезапное сужение:

$$\xi_{суж}^{вн} = 0{,}51 \cdot \left(1 - \frac{F_м}{F_б} \right)^{\frac{3}{4}}.$$

Расчет сопротивлений в топке

Расчет сопротивлений в топке производится по формуле:

$$h_т = \lambda \cdot \frac{l_т \cdot W^2}{d_т \cdot 2 \cdot g} \gamma_{газ} \cdot \left(\frac{T_{газ}}{T_{ст}} \right)^{0{,}583},$$

где $h_т$ - сопротивление трения при течении газов внутри топки, $мм\,вод.ст.$; λ - коэффициент трения, 0,03; $l_т$ - длина топки; $d_т$ - внутренний диаметр топки; W - средняя скорость газов; $\gamma_{газ}$ - удельный вес газов при средней их температуре, $кг/м^3$; где $t_{газ}$ - средняя температура газов, ^0C; $\gamma_{ог} = 1{,}34\ кг/м^3$ - принимается для среднего состава газов; $\gamma_{газ}$ - удельный вес газов при средней их температуре определяется, $кг/м^3$:

$$\gamma_{газ} = \gamma_{ог} \cdot \frac{273}{273 + t_{газ}}$$

$g = 9{,}81\ м/с^2$ – ускорение силы тяжести; $T_{газ}$ - средняя абсолютная температура газов; $T_{ст}$ - температура стенки, К.

Расчет сопротивлений в огневой камере

Местное сопротивление огневой камеры определяется по формуле:

$$h_{мс} = \sum \zeta \cdot \frac{W^2}{2 \cdot g} \cdot \gamma_г$$

где $h_{мс}$ - величина местного сопротивления (потеря напора) в огневой камере,

мм вод.ст.; W - средняя скорость газов, м/с; $\gamma_{газ}$ - удельный вес газов при средней их температуре, $кг/м^3$;

$$\gamma_{газ} = \gamma_{ог} \cdot \frac{273}{273 + t_{газ}},$$

где $t_{газ}$ - средняя температура газов за топкой, ^0C.

$\sum \xi_i$ - сумма коэффициентов местных сопротивлений в огневой камере:

$$\sum \xi = 2 \cdot \xi_{90} + \xi_{РАСШ}^{ВН} + \xi_{СУЖ},$$

где ζ - коэффициенты местных сопротивлений (см. табл. 1.1), учитывают местные сопротивления участков газохода: повороты потока, сужения, расширения и т.д.

Внезапное расширение считается по формуле:

$$\xi_{расш}^{вн} = \left(\frac{F_б}{F_м} - 1 \right)^2$$

где $F_б$ и $F_м$ ($м^2$) – большая и меньшая площади поперечных сечений участка расширения.

$$F_Б = L \cdot D_б,$$

где L – ширина огневой камеры, м; $D_б$ – диаметр огневой камеры.

$$F_М = \frac{\pi \cdot d^2}{4},$$

где d – диаметр топки, м;

Внезапное сужение считается по формуле:

$$\xi_{суж}^{вн} = 0{,}51 \cdot \left(1 - \frac{F_м}{F_б} \right)^{\frac{3}{4}}$$

где $F_б$ и $F_м$ ($м^2$) – большая и меньшая площади поперечных сечений участка сужения.

$$F_Б = L \cdot D_б,$$

где L – ширина огневой камеры, м; $D_б$ – диаметр огневой камеры, м.

$$F_м = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot n_1,$$

где d - диаметр дымогарной трубки, м; n_1 - количество дымогарных трубок, шт.

Сумма коэффициентов местных сопротивлений в огневой камере:

$$\sum \xi = 2 \cdot \xi_{90} + \xi_{РАСШ}^{ВН} + \xi_{СУЖ}$$

Расчет сопротивления в дымогарных трубках на участке от огневой до поворотной камеры

Расчет сопротивления в дымогарных трубках на участке от огневой до поворотной камеры рассчитывается по формуле:

$$h_{дт} = \lambda \cdot \frac{l_{дт} \cdot W^2}{d_{дт} \cdot 2 \cdot g} \gamma_{газ} \cdot \left(\frac{T_{газ}}{T_{ст}} \right)^{0,583},$$

где $h_{дт}$ - сопротивление трения при течении газов внутри дымогарных трубок, *мм вод.ст.*; λ - коэффициент трения, 0,03; $l_{дт}$ - длина дымогарных трубок, м; $d_{дт}$ - диаметр дымогарных трубок, м; W - средняя скорость газов, 10,5 м/с; $\gamma_{газ}$ - удельный вес газов при средней их температуре, $кг/м^3$;

$$\gamma_{газ} = \gamma_{ог} \cdot \frac{273}{273 + t_{газ}}$$

где $t_{газ}$ - средняя температура газов, ^0C; $g = 9,81$ $м/с^2$ – ускорение силы тяжести; $T_{газ}$ - средняя абсолютная температура газов, К; $T_{ст}$ - температура стенки, К.

Расчет сопротивлений в поворотной камере

Местное сопротивление поворотной камеры определяется по формуле:

$$h_{мс} = \sum \zeta \cdot \frac{W^2}{2 \cdot g} \cdot \gamma_{г}$$

где $h_{мс}$ - величина местного сопротивления (потеря напора) в поворотной камере, *мм вод.ст.* W - средняя скорость газов, 3,6 м/с; $\gamma_{газ}$ - удельный вес газов при средней их температуре, $кг/м^3$;

$$\gamma_{газ} = \gamma_{ог} \cdot \frac{273}{273 + t_{газ}},$$

где $t_{газ}$ - средняя температура газов, ^0C; $\gamma_{ог} = 1,34$ $кг/м^3$ принимаем для среднего состава газов.

$\sum \xi_i$ - сумма коэффициентов местных сопротивлений в поворотной камере:

$$\sum \xi = 2 \cdot \xi_{90} + \xi_{РАСШ}^{ВН} + \xi_{СУЖ} ;$$

где ζ - коэффициенты местных сопротивлений (таблица 1.1), учитывают местные сопротивления участков газохода: повороты потока, сужения, расширения и т.д.

$$\xi_{РАСШ}^{ВН} = \left(\frac{F_Б}{F_М} - 1 \right)^2 ;$$

где $F_б$ и $F_м$ (м^2) – большая и меньшая площади поперечных сечений участка расширения:

$$F_Б = L \cdot D_б ,$$

где L – ширина поворотной камеры, м; $D_б$ – диаметр поворотной камеры, м.

$$F_М = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot n_1 ,$$

где d – диаметр одной дымогарной трубы, м; n_1 - количество дымогарных трубок, шт.

Внезапное сужение:

$$\xi_{СУЖ}^{ВН} = 0{,}51 \cdot \left(1 - \frac{F_М}{F_Б} \right)^{3/4} ;$$

где $F_б$ и $F_м$ (м^2) – большая и меньшая площади поперечных сечений участка сужения:

$$F_Б = L \cdot D_б ,$$

где L – ширина поворотной камеры, м; $D_б$ – диаметр поворотной камеры, м.

$$F_М = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot n_1 ,$$

где d – диаметр одной дымогарной трубы, м; n_1 - количество дымогарных трубок, шт.

Расчет сопротивления в дымогарных трубках на участке от поворотной камеры до газового коллектора

Рассчитаем сопротивление в дымогарных трубках по формуле:

$$h_{дт} = \lambda \cdot \frac{l_{дт} \cdot W^2}{d_{дт} \cdot 2 \cdot g} \gamma_{газ} \cdot \left(\frac{T_{газ}}{T_{ст}} \right)^{0{,}583} ,$$

где $h_{дт}$ - сопротивление трения при течении газов внутри дымогарных трубок, *мм вод.ст.*; λ - коэффициент трения, 0,03; $l_{дт}$ - длина дымогарных трубок, м; $d_{дт}$ - диаметр дымогарных трубок, м; W - средняя скорость газов, м/с; $\gamma_{газ}$ - удельный вес газов при средней их температуре, $кг/м^3$;

$$\gamma_{газ} = \gamma_{ог} \frac{273}{273 + t_{газ}},$$

где $t_{газ}$ - средняя температура газов, ^0C; $g = 9,81$ $м/с^2$ – ускорение силы тяжести; $T_{газ}$ - средняя абсолютная температура газов К; $T_{ст}$ - температура стенки, К.

1.3 Расчет высоты и аэродинамического сопротивления дымовой трубы

В современных теплогенерирующих установках дымовая труба потеряла свою роль основного создателя тяги, которую теперь выполняет дымосос, хотя самотяга трубы и уменьшает требуемое полное давление, создаваемое дымососом. Сейчас дымовая труба играет роль рассеивающего устройства, которое уменьшает концентрацию вредных выбросов до санитарных норм в приземном, на уровне роста человека, слое.

Ниже приведена методика определения высоты дымовой трубы в соответствии с санитарными нормами. Минимальная высота трубы принимается 30 м, чтобы уменьшить вредные выбросы около близко стоящих современных зданий.

Из моделей точечного источника и приземной атмосферы выводится следующая формула для определения высоты трубы по спанитарным соображениям (фоновое загрязнение атмосферы на данном этапе учитывать не будем):

$$H = \sqrt{\frac{A \cdot F \cdot M \cdot m \cdot n}{ПДК \cdot \left(V_Д \cdot \Delta T\right)^{1/3}}}, \quad \text{м},$$

где A, сек$^{2/3}$мг/К$^{1/3}$ - коэффициент, связанный с вертикальным и горизонтальным перемешиванием атмосферного воздуха из-за температурной

неоднородности атмосферы; F – безразмерный коэффициент, учитывающий скорость оседания вредных частиц в атмосферном воздухе: для газообразных веществ при сжигании любого топлива F=1, для частиц золы и пыли, если КПД золоуловителя < 90% F=2,5, а если КПД>90%, то F=2; M, г/сек – количество данного вредного вещества, выбрасываемого в атмосферу; m, n – безразмерные коэффициенты, учитывающие условия выброса газовоздушной смеси из устья трубы; *ПДК*, мг/м^3 – предельно допустимая концентрация вредного вещества, лимитирующая чистоту воздушного бассейна; $V_Д$, м^3/сек – суммарный расход дымовых газов всех теплогенераторов при установке одной трубы на все котлы; ΔT, ^{o}C – разность между температурой выбрасываемых газов (обычно температура уходящих газов, $t_{ух}$, ^{o}C) и средней температурой воздуха $t_в$, ^{o}C, под которой понимают среднюю температуру самого жаркого месяца года в полдень.

Коэффициент m определяется следующим образом:

$$m = \frac{1}{0{,}67 + 0{,}1 \cdot \sqrt{f} + 0{,}34 \cdot \sqrt{f}}$$

где

$$f = \frac{1{,}33 + 10^3 \cdot \omega_{вых}^{2/3} \cdot V_Д^{1/2}}{H^2 \cdot \Delta T}$$

где $\omega_{вых}$, м/сек - скорость выхода газов из устья трубы. Для оценки f рекомендуется принять $\omega_{вых}$ =15-20 м/сек, H=30м. если в результате расчета величина H будет отличаться от предварительно принятой в высшую сторону более, чем на 5 м, то весь расчет следует уточнить.

Коэффициент n зависит от параметра $V_м$ следующим образом:

$$\mathrm{n} = 0{,}65 \cdot \left(\frac{V_Д \cdot \Delta T}{H} \right)^{1/3}$$

$$V_Д = V_{ДЫМ} \cdot n_T, \text{ м}^3/\text{сек}$$

где n_T - число теплогенераторов; $V_{ДЫМ}$, м^3/сек - расход газов одного котла после конвективного пучка перед дымососом. Этот расход определяют по результатам теплового расчета котла:

$$V_{ДЫМ} = B_P \cdot \left(V_{КП} + \Delta\alpha_{КП} \cdot V_B^o \right) \cdot \frac{273 + t_{ух}}{273}, \text{ м}^3/\text{сек}$$

где B_P, кг(м^3)/сек - расчетный расход топлива; $V_{КП}$, м^3/кг(м^3) - объем газов в конвективном пучке; $\Delta\alpha_{КП}$, доли - присосы воздуха в конвективном пучке; V_B^o, м^3/кг(м^3) - теоретический объем воздуха. n = 3, если $V_м \le 0{,}3$

$$n = 3 - \left[(V_м - 0{,}3)(4{,}36 - V_м)\right]^{1/2}, \text{ если } 0{,}3 < V_м \le 2$$

$$n = 1, \text{ если } V_м > 2.$$

Количество выбрасываемой в атмосферу золы при сжигании твердого топлива:

$$M_{зл} = 10 \cdot \left(A^P + q_4 \cdot \frac{Q^P}{32{,}7} \right) \cdot B_P \cdot a_{ун} \cdot (1 - \eta_{зл}) \cdot n_T, \text{ г/сек}$$

где A^P, % - количество минеральных примесей в топливе, q_4, % - механический недожог, Q_H^P, МДж/кг - теплота сгорания топлива, $a_{ун}$, доли - доля уносимой с газом золы, $\eta_{зл}$, доли - КПД золоуловителя, η_T, шт., - число теплогенераторов.

Количество выбрасываемого в воздух сернистого газа при сжигании любого топлива:

$$M_{SO_2} = 20 \cdot S^P \cdot B_P \cdot (1 - \eta'_{SO_2}) \cdot \eta_T, \text{ г/сек,}$$

где S^P, % - количество летучей золы в топливе, η'_{SO_2}, доли - доля сернистого газа, поглощаемого в газоходах золой топлива: для канско-ачинских =0,2, для экибастузских =0,02, для всех остальных углей =0,10.

Количество выбрасываемых в атмосферу окислов азота, приведенных к NO_2:

$$M_{NO_2} = 0{,}034 \cdot K \cdot B_P \cdot Q \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) \cdot \beta_1 \cdot \eta_T, \text{ г/сек,}$$

где K - коэффициент, характеризующий выход окисло азота в зависимости от условий сжигания. Для водогрейных котлов с теплопроизводительностью Q, Гкал/час, K=2,5$\cdot Q$/(20+ Q); β_1 – коэффициент, учитывающий влияние на выход окислов азота содержащегося в топливе азота. Для природного газа β_1=0,85; для мазута β_1 =0,8; для твердого топлива при $N^Г$ < 1% β_1=0,55, при $N^Г$ = 1 – 1,4% β_1=0,70, при $N^Г$ = 1,4 – 2,0% β_1=1,0, при $N^Г$ > 2% β_1=1,4.

Среднесуточные ПДК, утвержденные Минздравом РФ, следующие: для золы $ПДК_{зл}$=0,5мг/м^3, для сернистого газа $ПДК_{SO2}$ =0,5 мг/м^3, для двуокиси азота $ПДК_{NO2}$=0.085 мг/м^3. Учитывается совместное действие вредных веществ согласно условию:

$$\frac{C_{SO_2}}{ПДК_{NO_2}} - \frac{C_{SO_2}}{ПДК_{SO_2}} \le 1$$

где C - концентрации i-того вещества в атмосфере.

Количество газообразных выбросов суммируется и приводится к выбросам сернистого ангидрида по формуле:

$$M_{ГАЗ} = M_{SO_2} - \frac{ПДК_{SO_2}}{ПДК_{NO_2}} \cdot M_{NO_2}, \text{ г/сек}$$

Прежде чем рассчитывать высоту трубы по основной формуле, подсчитывает комплексе для золы $F_{зл} \cdot M_{зл}/ПДК_{зл}$ и для газов $F_{газ} \cdot M_{газ}/ПДК_{газ}$. Расчет ведут по большему комплексу (обратить внимание на правильное определение коэффициента F: для газов F = 1 при сжигании любого топлива).

Если высота трубы оказалась меньше предварительно заданных 30 м, то оставляют высоту трубы равной 30 м. если рассчитанная высота трубы H превосходит более чем на 5 м предварительно заданную высоту, то расчет уточняют. Новую высоту трубы H находят по формуле

$$H_1 = H \cdot \sqrt{\frac{m_1 \cdot n_1}{m \cdot n}}, \text{ м},$$

где коэффициенты m_1 и n_1 вновь находят для полученной в расчете высоты H , а коэффициенты m и n получены ранее для высоты 30 м.

В соответствии со СНиП II-35-76 следует выбирать дымовую трубу из кирпича или железобетона из следующего ряда диаметров выходного отверстия:1,2; 1,5; 1,8; 2,1; 2,4 м и т.д. Высота дымовых труб должна приниматься 30, 45, 60, 75, 90, 120, 150 и 180 м. Минимальный диаметр выходных отверстий кирпичных труб 1,2 м, монолитных железобетонных – 3,6 м. Рекомендуемая скорость выхода газов из устья трубы $d_{вых}$ для труб с высотой до 45 м – (15-20) м\сек, а при высоте более 45 м – (20-25) м/сек.

Аэродинамическое сопротивление конических кирпичных и

железобетонных труб есть сумма сопротивления трения прямой конической части и местного сопротивления устья из-за изменения сечения потока газов в момент выхода его в атмосферу:

$$h_{ДТ} = h_{ТР} + h_{вых}, \text{ Па},$$

причем сопротивление трения есть

$$h_{ТР} = \frac{0{,}004}{i} \cdot \frac{\rho_г \cdot \omega_{вых}^2}{2}, \text{ Па},$$

где i = 0,02 – средний уклон внутренней части трубы, $\rho_г = \rho_{ух}$, кг/м^3 – плотность газов за конвективным пучком, приближенно:

$$\rho_г = 1{,}300 \cdot \frac{273}{273 + t_{ух}}, \text{ кг/м}^3$$

где $\omega_{вых}$, м/сек – скорость выхода газов через устье трубы,

а местное сопротивление:

$$h_{вых} = \xi \cdot \frac{\rho_г \cdot \omega_{вых}^2}{2}, \text{ Па}$$

где $\xi = 1{,}1$ – коэффициент местного сопротивления устья трубы.

Рассчитываем сопротивление, приняв диаметр устья трубы из рекомендуемого ряда значений и уточнив скорость выхода газов из устья трубы:

$$\omega_{вых} = \frac{V_Д}{\frac{\pi}{4} \cdot d_{вых}^2}, \text{ м/сек}$$

Самотяга дымовой трубы определяется по формуле:

$$h_c = H \cdot g \cdot (1{,}21 - \rho_{ух}), \text{ Па}$$

где H, м – рассчитанная геометрическая высота трубы, g , м/с^2 – ускорение свободного падения, 1,21, кг/м^3 – плотность воздуха при 20 ^{o}C, $\rho_{ух}$, кг/м^3 – плотность дымовых при температуре уходящих газов.

1.4 Выбор дымососа и электродвигателя к нему

Вентиляторы, предназначенные для удаления продуктов сгорания и преодоления сопротивлений газового тракта котельной установки, называются

дымососами.

В качестве дымососов и вентиляторов для промышленных паровых и водогрейных котлов применяются центробежные машины, которые бывают одностороннего и двустороннего всасывания.

Обозначение типа дымососа и вентилятора принято производить в зависимости от его аэродинамической схемы. Первая цифра в обозначении указывает относительный диаметр входа машины. Под этой величиной понимают отношение диаметра входного отверстия в диске рабочего колеса к наружному диаметру рабочего колеса. Вторая цифра обозначает угол лопаток на выходе с рабочего колеса. Номер машины соответствует диаметру рабочего колеса в дециметрах.

Основными величинами, характеризующими работу - вентилятора (дымососа), являются: производительность ($м^3/с$ или $м^3/ч$), полный напор (Па), потребляемая электродвигателем мощность (кВт), частота вращения (об/мин) и КПД по полному напору (%).

Производительность и полный напор дымососа (вентилятора) связаны между собой зависимостью, называемой напорной характеристикой. Каждая машина в зависимости от ее аэродинамической схемы при постоянной скорости вращения имеет свою напорную характеристику, определяемую экспериментально. Напорные характеристики машин приводятся в каталогах заводов-изготовителей.

Для выбора дымососа необходимо знать приведённое полное давление газового тракта и приведённый расход дымососа:

$$\Delta h_{ПРИВ} = \beta_2 \cdot \Delta h_{ТГУ} \cdot \frac{273 + t_{УХ}}{273 + t_{ЗАВ}}, Па;$$

где $\beta_2 = 1{,}1$ - коэффициент запаса для сопротивления; $t_{ЗАВ} = 100^{\circ} C$ - температура газов при которой производят испытания дымососа, для определения технических характеристик:

$$\Delta h_{ТГУ} = \Delta h_{Т} + \Delta h_{КП} + \Delta h_{ЭК} + \Delta h_{ЗЛ} + \Delta h_{ГЗХ} + \Delta h_{ДТ} - \Delta h_{С}, Па;$$

$$V_{ПРИВ} = \beta_1 \cdot V_g^{Ш} \cdot \frac{273 + t_{УХ}}{273 + t_{ЗАВ}}, м^3/с;$$

где $\beta_1 = 1{,}05$ - коэффициент запаса.

Дымосос выбирают по [2] стр. 411 таблица 14.4. Необходимо привести характеристики выбранного дымососа.

Мощность электродвигателя дымососа:

$$N_{ДЫМ} = \beta_3 \cdot \frac{V_{ПРИВ} \cdot \Delta h_{ПРИВ}}{\eta_{ДЫМ}}, Вт;$$

$$N_{ДЫМ} = 1{,}1 \cdot \frac{5{,}86 \cdot 1602}{0{,}83} = 12441{,}1 Вт;$$

где $\beta_3 = 1{,}1$ - коэффициент запаса.

Выбор электродвигателя производится по ближайшей большей мощности и синхронной частоте вращения 1000 об/мин из [2] стр143 таблица 5.28. Необходимо привести характеристики выбранного электродвигателя.

1.5 Расчет воздушного тракта, выбор дутьевого вентилятора и электродвигателя к нему

Обычно сопротивление воздушного тракта рассчитывается по методике той же, что и для газового тракта. В рамках курсового проекта допускается применять упрощенную методику. Дутьевой вентилятор должен преодолевать сопротивление воздуховодов и горящего слоя угля на решетке. Для выбора дутьевого вентилятора необходимо знать приведенное сопротивление воздушного тракта и приведенный расход холодного воздуха.

Приведённое сопротивление:

$$\Delta h_{ПР}^{ВОЗД} = \beta_2 \cdot \Delta h_{ВОЗД.ТР}, Па;$$

$$\Delta h_{ВОЗД.ТР} = 1{,}5 \cdot \Delta h_T, Па;$$

Приведённая производительность вентилятора:

$$V_{ПРИВ}^{ВЕН} = \beta_1 \cdot V_{Х.В.}, м^3/с;$$

где $\beta_1 = 1{,}1$ - коэффициент запаса;

Расход холодного воздуха:

$$V_{Х.В.} = B_P \cdot V_B^O \cdot \left(\alpha_T - \Delta\alpha_T + \Delta\alpha_{ВОЗД}\right) \cdot \frac{t_{Х.В.} + 273}{273}, м/с;$$

где $\Delta\alpha_T = 0{,}1$- присос воздуха в топочную камеру; $\Delta\alpha_{ВОЗД} = 0{,}1$ - присос воздуха в

воздуховод;

Дутьевой вентилятор выбирают по [2] стр. 406 таблица 14.1. Необходимо привести характеристики выбранного вентилятора.

Мощность вентилятора:

$$N_{ВЕН} = \beta_3 \cdot \frac{V_{ПРИВ}^{ВЕН} \cdot \Delta h_{ПРИВ}^{ВЕН}}{\eta_{ВЕН}}, Вт ;$$

где $\beta_3 = 1{,}1$ - коэффициент запаса;

Выбор электродвигателя производится по ближайшей большей мощности и синхронной частоте вращения 1000 об/мин из [2] стр143 таблица 5.28. Необходимо привести характеристики выбранного электродвигателя.

ГЛАВА 2. ВЫБОР И РАСЧЕТ СИСТЕМЫ ПОДГОТОВКИ ВОДЫ

2.1 Общие сведения о воде

Для водоснабжения энергообъектов используются в большинстве случаев природные воды, как поверхностные (из рек, озер, прудов), так и подземные (из артезианских скважин). Все воды содержат разнообразные примеси, попадающие в воду в процессе ее естественного круговорота в природе. Кроме того, возможно загрязнение водоисточников бытовыми и промышленными стоками.

Все примеси, загрязняющие воду, подразделяются на три вида в зависимости от размера их частиц:

1. *Истинно растворенные примеси* находятся в воде в виде ионов, отдельных молекул, комплексов или состоят из нескольких молекул. Размер этих частиц менее 10^{-6} мм. В истинно растворенном состоянии в воде находятся газы (O_2, CO_2, H_2S, N_2), а также катионы и анионы поступивших в воду солей Ca^{2+}, Mg^{2+}, Na^{+}, K^{+}, HCO_3^{-}, Cl^{-}, SO_4^{2-}, NO_3^{-}, NO_2^{-}.

2. *Коллоидно-растворенные примеси* имеют размеры частиц порядка 10^{-6} – 10^{-4} мм. Каждая из частиц образована большим числом молекул (их может быть несколько тысяч). Эти примеси могут быть как органического, так и минерального происхождения. К первым относятся гуминовые вещества, вымываемые из почвы, ко вторым – кремниевые кислоты, соединения железа.

3. *Грубодисперсные примеси* имеют размер частиц более 10^{-4} мм. Это растительные остатки, частицы песка, глины и т.д. Содержание грубодисперсных примесей в природных водах различно в разное время года: для равнинных рек максимальное содержание наблюдается в период паводка (таяния снегов), для горных рек – в паводок и в периоды ливней в горах.

Для оценки качества природных вод и вод энергообъектов на различных стадиях технологического процесса приняты нижеперечисленные показатели:

1. *Взвешенные вещества* – определяют непосредственно в отобранной пробе, пользуясь весовым методом.

2. *Сухой остаток СО (мг/л)* – определяют путем выпаривания

определенного объема предварительно профильтрованной пробы и последующего просушивания остатка при температуре 110-120 ^{o}C. Сухой остаток выражает содержание растворенных в воде минеральных и органических примесей, нелетучих при указанной температуре. Содержащиеся в природной воде $Ca(HCO_3)_2$ и $Mg(HCO_3)_2$ при выпаривании разлагаются с выделением H_2O и CO_2, и в сухом остатке появляются $CaCO_3$ и $MgCO_3$. Это надо иметь в виду, сравнивая сухой остаток с минеральным.

3. *Минеральный остаток (общее солесодержание)* – подсчитывается путем суммирования концентраций катионов и анионов, определенных при проведении полного химического анализа воды.

4. *Прокаленный остаток (мг/л)* – характеризует содержание в воде минеральных веществ. Его определяют путем прокаливания при 800 ^{o}C сухого остатка. При прокаливании сгорают органические вещества и частично разлагаются карбонаты.

5. *Окисляемость* – показатель, характеризующий содержание в воде органических веществ.

6. *Общая жесткость $Ж_o$ (мг-экв/л, мкг-экв/л)* – суммарная концентрация в воде катионов кальция и магния. Общую жесткость подразделяют на *карбонатную ($Ж_к$)* и *некарбонатную ($Ж_{нк}$)*: $Ж_o = Ж_к + Жнк$. Карбонатная жесткость обуславливается наличием в воде бикарбонатов и карбонатов кальция и магния, некарбонатная жесткость – присутствием в воде хлоридов и сульфатов кальция и магния.

7. *Общая щелочность воды $Щ_o$ (мг-экв/л)* – суммарная концентрация в воде растворимых гидроксидов и анионов слабых кислот HCO_3^- и CO_3^{2-} за вычетом концентрации ионов водорода.

8. *Ионный состав воды*. Вода всегда электрически нейтральна, поэтому сумма концентраций содержащихся в ней катионов равна сумме концентраций анионов при условии, что они выражены в мг-экв/л. Этой закономерностью, называемой уравнением электронейтральности раствора, пользуются при проверке правильности выполнения анализа воды. В водах энергетических объектов могут присутствовать ионы, приведенные в таблице:

Катионы	Анионы
Водород H^+	Гидроксильный OH^-
Натрий Na^+	Бикарбонатный HCO_3^-
Калий K^+	Карбонатный CO_3^{2-}
Аммоний NH_4^+	Нитритный NO_2^-
Кальций Ca^{2+}	Нитратный NO_3^-
Магний Mg^{2+}	Хлоридный Cl^-
Железо двухвалентное Fe^{2+}	Фторидный F^-
Железо трехвалентное Fe^{3+}	Сульфатный SO_4^{2-}
Алюминий Al^{3+}	Силикатный SiO_3^{2-}
Медь Cu^{2+}	Ортофосфатный PO_4^{3-}
	Гидросульфидный HS^-

Химически чистая вода является очень слабым электролитом, только одна из десяти миллионов молекул диссоциирует на ионы H+ и OH-: $H_2O \Leftrightarrow H^+ + OH^-$.

Отрицательный логарифм концентрации водородных ионов, называемый водородным показателем pH, для химически чистой воды равен 7. В зависимости от значения pH водного раствора оценивают реакцию среды:

Реакция среды	Значение pH
Кислая	1-3
Слабокислая	4-6
Нейтральная	7
Слабощелочная	8-10
Щелочная	11-14

Вода для питьевых целей имеет pH=6,5-9,0.

9. *Растворимые газы*. Для вод, используемых для энергетических целей, важное значение имеют растворенные в воде газы: кислород, углекислота, сероводород, аммиак. Кислород поступает в воду из воздуха, где его содержится около 21%. Концентрация кислорода в поверхностных водах близка к значению растворимости его при данной температуре и давлении. Растворимость O_2 при контакте с воздухом при атмосферном давлении 760 мм Hg следующая:

Температура воды, ^oC	0	10	20	25	90	100
Содержание O_2, мг/л	14,6	11,3	9,1	8,3	1,6	0

Основным источником поступления в воду углекислоты (содержание CO_2 в воздухе невелико – всего 0,04%) являются биохимические процессы

разложения органических веществ в природе. Растворяясь в воде, CO_2 реагирует с водой, образуя гидратированную форму H_2CO_3.

2.2 Роль примесей воды при ее использовании в энергетике

Растворенные в воде вещества вызывают те или иные неполадки в работе энергетического оборудования. В основном это связано с образованием в тепловых агрегатах *накипных отложений и коррозии*. При больших щелочности и солесодержании имеют место вспенивание котловой воды и занос солей в пароперегреватель.

В настоящее время в котлах предусматриваются специальные сепарационные устройства, ступенчатое испарение, промывка пара и другие способы, способствующие получению чистого пара. Допускаемое солесодержание в чистом и солевых отсеках оговаривается заводом-изготовителем в паспортных данных к котлу.

В теплофикационных водогрейных котлах кроме карбонатных отложений при подогреве воды свыше 130 ^oC сильно снижается растворимость $CaSO_4$, что потребовало применять нормы качества подпиточной и сетевой воды, исключающие выпадение из раствора гибса, образующего очень плотные накипи. В теплообменной аппаратуре, работающей при 25-50 ^oC, возникают так называемые низкотемпературные отложения, основным компонентом которых является карбонат кальция ($CaCO_3$).

Образующиеся накипные отложения значительно снижают теплопроизводительность теплообменников, а также увеличивают их гидравлическое сопротивление. В подогревателях горячего водоснабжения (подогрев воды до 70 ^oC), использующих недеаэрированную исходную воду, накипные отложения могут быть весьма велики, поэтому применение исходной воды без предварительной обработки ограничивается соответствующими нормами.

Наряду с карбонатными отложениями в теплообменной аппаратуре идет накопление продуктов коррозии. Довольно характерным является состав отложений, отобранных и подогревателя горячего водоснабжения (состав

приводится в %): CaO – 25,96; MgO – 1,97; Fe_2O_3 – 23,46; SiO_2 – 6,2; SO_3 – 0,42; потери при прокаливании – 36%.

В современных котлах, особенно сжигающих высокореакционное топливо (газ, мазут) тепловой поток на экранных трубах может достигать 580-700 кВт/м^2. Образование на внутренней поверхности нагрева незначительных по толщине (около 0,1-0,2 мм), но низкотеплопроводных отложений приводит к перегреву металла и, как следствие, к появлению отдулин, свищей и даже разрывов экранных труб.

Образование отложений на поверхности нагрева происходит вследствие протекания в нагреваемой среде процессов, связанных с образованием труднорастворимых веществ вследствие концентрирования солей при многократном упаривании в котле питательной воды, а также понижения растворимости ряда веществ с повышением температуры (соли с отрицательным температурным коэффициентом растворимости, например $CaSO_4$). По химическому составу накипи подразделяются на:

1. Накипи щелочноземельных металлов, которые содержат $CaCO_3$, $CaSO_4$, $CaSiO_3$, $Ca_3(PO_4)_2$, $MgO*Mg(OH)_2$, $Mg_3(PO_4)_2$, $5Ca*5SiO_2*H_2O$. В зависимости от преобладающего аниона они разделяются на карбонатные, сульфатные, фосфатные и силикатные.
2. Железноокисные и железнофосфатные накипи.
3. Медные накипи.

Все материалы, из которых выполняется теплоэнергетическое оборудование, подвергаются коррозии – разъеданию под воздействием среды, с которой они соприкасаются. В водной среде происходит *электрохимическая коррозия*, обусловленная действием большого количества микрогальванических пар, возникающих на поверхности металла. Электрохимической коррозии подвержены водоподготовительное оборудование, тракт питательной воды, котел, теплосеть.

Химическая коррозия обуславливается протеканием химической реакции непосредственно между молекулами среды и атомами металла. Примером этого вида коррозии является разрушение углеродистой стали в высокоперегретом

водяном паре при t=450-500 °С: $3Fe+4H_2O=Fe_3O_4+4H_2$.

По внешнему виду коррозионных повреждений различают *общую коррозию*, когда вся поверхность разрушается равномерно с одинаковой скоростью и *местную коррозию*, когда разрушаются отдельные участки поверхности металла. При этом возможны различные формы: коррозия пятнами, язвенная, точечная, межкристаллитная и транскристаллитная. *Межкристаллитная коррозия* или «каустическая хрупкость» металла, возникает в неплотностях заклепочных швов, развальцованных концов кипятильных труб, где котловая вода может упариваться до концентрации едкого натра 5-10%, при механических или термических перенапряжениях котельного металла, при этом наблюдаются кольцевые трещины развальцованных концов труб.

Некоторые примеси, содержащиеся в исходной питательной или котловой воде, вызывающие ускорение коррозии, называются ускорителями или *стимуляторами коррозии*. К основным стимуляторам коррозии углеродистой стали относятся растворенные в воде кислород и ионы водорода. При плохо налаженной деаэрации коррозии подвергаются трубопроводы, теплообменная аппаратура, аккумуляторные баки и другое оборудование. Особенно подвержена коррозии теплообменная аппаратура, устанавливаемая на подпиточном тракте до деаэратора.

2.3 Водно-химический режим котлов

Водно-химический режим котлов должен обеспечивать работу котла и питательного тракта без повреждения их элементов вследствие отложений накипи и шлама, повышения относительной щелочности котловой воды до опасных пределов и в результате коррозии металла.

Все паровые котлы с естественной и многократной принудительной циркуляцией паропроизводительностью 0,7 т/ч и более, все паровые прямоточные котлы независимо от паропроизводительности, а также все водогрейные котлы должны быть оборудованы установками для докотловой обработки воды, гарантирующих выполнение требований настоящего

параграфа.

Требования к качеству питательной воды.

Показатели качества питательной воды котлов с естественной и многократной принудительной циркуляцией паропроизводительностью 0,7 т/ч и более не должны превышать или выходить за пределы значений, указанных в таблицах:

Таблица 2.1 - Нормы качества питательной воды паровых газотрубных котлов

Показатель	**Для котлов, работающих**	
	на жидком топливе	**на других видах топлива**
Прозрачность по шрифту, см, не менее	40	20
Общая жесткость, мкг-экв/кг	30	100
Содержание растворенного кислорода, мкг/кг	50	100

Таблица 2.2 - Нормы качества питательной воды для водотрубных котлов с рабочим давлением пара до 4 МПа (40 кгс/см^2)

Показатель	**Рабочее давление, МПа (кгс/см^2)**			
	0,9 (9)	**1,4 (14)**	**2,4 (24)**	**4 (40)**
Прозрачность по шрифту, см, не менее	30	40	40	40
Общая жесткость, мкг-экв/кг	30*/40	15*/20	10*/15	5*/10
Содержание соединений железа (в пересчете на Fe), мкг/кг	-	300*/-	100*/200	50*/100
Содержание соединений меди (в пересчете на Cu) мкг/кг	Не нормируется			10*/-
Содержание растворенного кислорода (для котлов с паропроизводительностью 2 т/ч и более), мкг/кг	50*/100	30*/50	20*/50	20*/30
Значение pH при 25 ^{o}C	8,5-10,5			
Содержание нефтепродуктов, мг/кг	5	3	3	0,5

* В числителе указаны значения для котлов, работающих на жидком топливе, в знаменателе – на других видах топлива.

Таблица 2.3 - Нормы качества сетевой и подпиточной воды водогрейных котлов

Показатель	**Система теплоснабжения**					
	Открытая			**Закрытая**		
	Температура сетевой воды, ^{o}C					
	115	**150**	**200**	**115**	**150**	**200**
Прозрачность по шрифту, см, не менее	40	40	40	30	30	30
Карбонатная жесткость: При pH не более 8,5	800* 700	750* 600	375* 300	800* 700	750* 600	375* 300

Показатель	Система теплоснабжения					
	Открытая			Закрытая		
	Температура сетевой воды, °С					
	115	150	200	115	150	200
При pH более 8,5	Не допускается			По расчету		
Содержание растворенного кислорода, мкг/кг	50	30	20	50	30	20
Содержание соединений железа (в пересчете на Fe), мкг/кг	300	300* 250	250* 200	600* 500	500* 400	375* 300
Значение pH при 25 °С	7,0-8,5			7,0-11,0		
Содержание нефтепродуктов, мг/кг	<1,0					

Требования к качеству котловой воды

Нормы качества котловой воды, необходимый режим ее коррекционной обработки, режимы непрерывной и периодической продувок принимаются на основании инструкции предприятия-изготовителя котла, типовых инструкций по ведению водно-химического режима или на основании результатов тепло-химических испытаний. При этом для паровых котлов с давлением до 4 МПа (40 кгс/см^2) включительно, имеющих заклепочные соединения, относительная щелочность котловой воды не должна превышать 20%. Для котлов со сварными барабанами и креплением труб методом вальцовки (или вальцовкой с уплотнительной подваркой) относительная щелочность котловой воды допускается до 50%. Для котлов со сварными барабанами и приварными трубами относительная щелочность котловой воды не нормируется.

Качество пара

Паровые котлы без пароперегревателей должны вырабатывать насыщенный (влажный) пар с влажностью пара менее 1 %. При этом солесодержание пара должно быть не более 1 % от солесодержания котловой воды. Лишь в отдельных случаях по согласованию с потребителями пара допускается работа котла со сниженными параметрами пара и повышение его влажности до 10 %.

2.4 Обработка воды методами ионного обмена. Na-катионирование

Обработка воды методами ионного обмена основана на пропуске исходной или частично обработанной воды через фильтрующий слой ионообменного материала, практически нерастворимого в воде, но способного

взаимодействовать с содержащимися в обрабатываемой воде ионами. Материалы, обладающие свойством обменивать катионы, называются катионитами, а материалы, обладающие свойством обменивать анионы – анионитами. На водоподготовительных установках энергетических объектов применяются катиониты: сульфоуголь (наиболее дешевый), катионит КУ-2 (термостойкий), реже – катионит КУ-1. Чтобы получить нужную ионную форму ионита, проводят регенерацию.

Катиониты при регенерации их растворами NaCl, H_2SO_4, NH_4Cl образуют соответственно натриевую, водородную или аммонийную формы, которые условно можно обозначить: NaR, HR, NH_4R. При пропуске обрабатываемой воды, содержащей катионы Ca^{2+}, Mg^{2+} через отрегенерированный катионит, протекают реакции обмена ионов Ca^{2+}, Mg^{2+} на ионы Na^+, H^+, NH_4^+, содержащихся в катионите; этот процесс называется катионированием.

Na-катионирование основано на пропуске воды через Na-форму катионита, для чего предварительно катионит регенерируется поваренной солью (NaCl). При Na-катионировонии воды протекают следующие реакции:

$$2NaR+Ca(HCO_3)_2 \Leftrightarrow CaR_2+2NaHCO_3$$

$$2NaR+Mg(HCO_3)_2 \Leftrightarrow MgR_2+2NaHCO_3$$

$$2NaR+CaCl_2 \Leftrightarrow CaR_2+2NaCl$$

$$2NaR+CaSO_4 \Leftrightarrow CaR_2+2Na_2SO_4$$

$$2NaR+MgCl_2 \Leftrightarrow MgR_2+2NaCl$$

$$2NaR+MgSO_4 \Leftrightarrow MgR_2+2Na_2SO_4$$

где NaR, CaR_2, MgR_2 – солевые формы катионита.

Как видно из приведенных реакций. Из обрабатываемой воды удаляются катионы Ca^{2+} и Mg^{2+}, а в обрабатываемую воду поступают ионы Na^+, анионный состав воды при этом не меняется.

Одноступенчатым Na-катионированием можно получить воду с остаточной жесткостью до 0,1 мг-экв/л, однако для получения боее глубокоумягченной воды (с остаточной жесткостью 0,01-0,02 мг-экв/л) требуется существенно увеличить удельный расход соли на регенерацию

фильтра, причем необходим тщательный контроль за «проскоком» жесткости. В схеме двухступенчатого Na-катионирования все эти недостатки устраняются и надежно обеспечивается остаточная жесткость фильтра менее 0,01 мг-экв/л.

Число ступеней катионирования определяется требованиями к обработанной воде. Так, для паровых экранированных котлов, где требуется глубокое умягчение воды, целесообразно применение схемы двухступенчатого Na-катионирования. Для горячего водоснабжения, если требуется частичное умягчение воды, достаточно одной ступени катионирования.

2.5 Выбор и расчет системы водоподготовки

Студент при выборе схемы водоподготовки исходит из качества исходной воды реки или водохранилища, расположенных в районе расположения котельной ([1], приложение 8, с.201-205), и рекомендаций ([1], параграф 1.14, с. 59-60; пар.1.13, с. 57, схема 4). При этом доля возврата конденсата определяется по формуле:

$$K = (Q_{OB} + Q_{ГВ} + (K_{ТЕХН}/100) \cdot Q_{ТЕХН} + 0.5 \cdot Q_{СН}) / Q_{МАКС}$$

где $K_{ТЕХН}$ - процент возврата технологического конденсата.

Определяются три показателя водно-химического режима:

1. Продувка котла.
2. Допустимое содержание углекислоты в паре.
3. Нормируемая относительная щелочность котловой воды (предусмотреть при необходимости нитратирование обрабатываемой воды ([1], пар.1.16.3, с. 67)).

Расчеты делаются с целью определить, можно ли применить самую экологически чистую водоподготовку – Na-катионирование.

Продувка котла

Величина продувки для теплогенераторов с давлением ≤1,4 МПа не должна быть более 10%:

$$p = [S_{ХОВ} \cdot (1 - K) + S_K \cdot K] / [S_{КВ} - S_{ХОВ} \cdot (1 - K) + S_K \cdot K],$$

где $S_{ХОВ}$, мг/л, - солесодержание химически обработанной воды; принимается

равным S_O, мг/л, - сухому остатку исходной воды, K - общая доля возврата конденсата, $S_K = 5$ мг/л – солесодержание котловой воды; принимается равным 2000-3000мг/л.

Если p в расчете оказывается, что величина продувки менее 2%, то для дальнейших расчетов принимают p=2%

Нормируемая относительная щелочность котловой воды (предусмотреть при необходимости нитратирование обрабатываемой воды ([1], пар. 1.16.3, с.67)

По правилам Госгортехнадзора при наличии клепаных соединений относительная щелочность не должна превосходить 20%, при наличии вальцовых соединений – 50%, а при сварных соединениях не нормируется.

При Na-катионировании относительная щелочность котловой воды равна относительной щелочности питательной воды и определяется по формуле:

$$Щ_{ОТН}^{КВ} = 40 \cdot Щ_{ПВ} \cdot {}^{100}\!/_{S_{ПВ}}, \%,$$

где 40 – эквивалент NaOH, $Щ_{ПВ}$, мг-экв/л, - общая щелочность питательной воды:

$$Щ_{ПВ} = Щ_{ХОВ} \cdot (1 - K) + Щ_K \cdot K,$$

где $Щ_{ХОВ}$, мг-экв/л, - общая щелочность химически очищенной воды (при Na-катионировании равна щелочности исходной воды), $Щ_K$=0,05 мг-экв/л, - общая щелочность конденсата, $S_{ПВ}$, мг/л, - сухой остаток питательной воды:

$$S_{ПВ} = S_{ХОВ} \cdot (1 - K) + S_K \cdot K$$

Допустимое содержание углекислоты в паре

Содержание углекислоты в паре допускается при центральном потреблении пара до 100 мг/л а при разветвленной сети потребителей пара – не выше 20 мг/кг. При использовании деаэраторов с барботажом концентрацию углекислоты в паре определяют по формуле

$$CO_2 = 22 \cdot Щ_{ПВ} \cdot (1 - K) \cdot (0{,}4 + \sigma), \text{ мг/кг}$$

где 22 – эквивалент углекислоты, σ - доля разложения Na_2CO_3 в котле (зависит от давления); при давлении 1,4 МПа доля есть 0,7.

Для котлов с преобладанием отопительной нагрузки, т.е. большой долей возвращаемого конденсата, наиболее часто подходит схема обработки воды по методу натрий-катионирования ([1], пар.1.5.1, с.22-26). Если вычисляемые выше показатели удовлетворяют требованиям, то Na-катионирование следует принять в качестве рабочего процесса химической обработки воды. Для паровых котлов требуется глубокое умягчение воды до остаточной жесткости 0,01-0,03 мг-экв/л, что достигается при двухступенчатом натрий-катионировании.

Производительность водоподготовки, м³(т)/час:

$$Q = \left(D + \left(p/100\right)D\right) \cdot \left(1 - K\right) \cdot 1{,}1 \cdot n$$

где D, т/час - паропроизодительность котла; n - количество котлов в котельной; p, % - продувка котла; K, доли - общая доля возвращаемого конденсата.

Скорость фильтрации в зависимости от жесткости

Скорость фильтрования рекомендуется

для 1 ступени:

При жесткости воды	Скорость фильтрования *W*, м/час
5 мг-экв/л	25
5-10 мг-экв/л	15
10-15 мг-экв/л	10

для 2 ступени:

не более *W*=40 м/час

Рабочее количество фильтров в 1 и 2 ступенях установки

В установке принимаются в первой ступени 2 рабочих и 1 резервный фильтр, во второй ступени – 1 рабочий и 1 резервный.

П*лощадь сечения, диаметр и тип фильтра*

Расчет площади сечения одного фильтра производят для 1 и 2 ступеней по формуле:

$$f_{NA} = {}^{D_{ВОД}}\!\!\diagup\!\!_{\left(W \cdot a\right)},\ \text{м}^2,$$

где *a* – число рабочих фильтров для каждой ступени.

Условный диаметр фильтра

$$Д_У = \left(4 \cdot f_{NA} / \pi\right)^{1/2}, \text{ м.}$$

По расчетному диаметру $Д_У$ с учетом производительности фильтра выбирают по расчетному каталогу ([2], с.3560, табл.12.14) подходящий фильтр:

$Д_У$, мм	700	1000	1500
f, м^2	0,39	0,76	1,72

Проверяют скорость фильтрации, которая должна быть не менее рекомендованной:

$$W' = D_{ВОД} / (f \cdot a), \text{ м/час.}$$

Удобно для обеих ступеней фильтрования использовать фильтры одной конструкции.

Удаляемое количество солей жесткости в сутки

1 ступень

$$A = 24 \cdot Ж_О \cdot D_{ВОД}, \quad \text{г-экв/сутки,}$$

где $Ж_О$, г-экв/м^3 (мг-экв/л), - жесткость исходной воды

2 ступень

для второй ступени жескость поступающей воды принять 0,1 мг-экв/л.

Рабочая обменная емкость катионита

Рабочая обменная способность катионита определяется по уравнению:

$$E_P^{Na} = \alpha_{Na} \cdot \beta_{Na} \cdot E_П - 0{,}5 \cdot q_В \cdot Ж_О, \text{ г-экв/м}^3,$$

где α_{Na} - коэффициент эффективности регенерации в зависимости от удельного расхода соли q г/г-экв, на регенерацию; β_{Na} - коэффициент, учитывающий снижение обменной способности по Ca^{++} и Mg^{++} за счет частичного захвата катионов Na^+; $E_П$, г-экв/м^3, - полная обменная способность катионита (для сульфоугля можно принять 500-550); $q_В$, м^3/м^3, - удельный расход воды на отмывку катионита (для обеих ступеней фильтрования $q_В$=5).

1 ступень

Количество соли на регенерацию зависит от общей жесткости исходной

воды

жесткость $Ж_O$, г-экв/м^3	количество соли q_C г-экв/м^3
5	100
7	100-120
10	120-150
15	170-250
20	275-300

Зависимость коэффициента α_{Na} от количества соли на регенерацию дается табличной зависимостью:

q_C мг/мг-экв	100	150	200	250	300
α_{Na}	0,62	0,74	0,81	0,86	0,90

Зависимость коэффициента β_{Na} от ниже определенного параметра приводится в следующей таблице:

$C/Ж_O$	0,01	0,05	0,1	0,5	1,0	5,0	10
β_{Na}	0,93	0,88	0,83	0,7	0,65	0,54	0,50

Na^+, мг/л, - содержание катионов натрия в исходной воде; $Ж_O$, мг-экв/л, - общая жесткость исходной воды, 23, мг/мг-экв, - эквивалент натрия.

$C_{Na} = Na^+/23$, мг-экв/л, $C_{Na}/Ж_O$

2 ступень

для второй ступени принять без расчета E_P=250-300 г-экв/м^3.

Для второй ступени расход соли на регенерацию q_C=300 мг/мг-экв.

Число регенераций каждого фильтра в сутки

$$Z = A/(f \cdot H \cdot E_P \cdot a), \quad 1/\text{сутки},$$

где f, м^2, - сечение фильтра, H, м, - высота слоя катионита в фильтре (для фильтров первой ступени H=2-2,5 м, для второй - H=1,5 м), a - число рабочих фильтров для каждой ступени.

Расход 100% поваренной соли на 1 регенерацию в сутки (для каждой ступени):

$$Q_1 = E_P \cdot f \cdot H \cdot {}^{q}\!/_{1000}, \text{ кг.}$$

Суточный расход технической (93%) соли в сутки на регенерацию фильтров (рассчитывается для каждой ступени)

$$Q_{TC} = Q_1 \cdot Z \cdot a \cdot {}^{100}\!/_{93}, \text{ кг/сутки.}$$

Межрегенерационный период работы фильтров

$$T = {}^{24}\!/_{Z - t_{PEГ}}, \text{ час,}$$

где $t_{PEГ}$, час, - время одной регенерации; при загрузке фильтров сульфоуглем время для 1 ступени – 2 часа, 2 ступени – 2 часа, 2 ступени – 2,5-3,5 часа.

Схема включения оборудования и Na^+ - катионирования

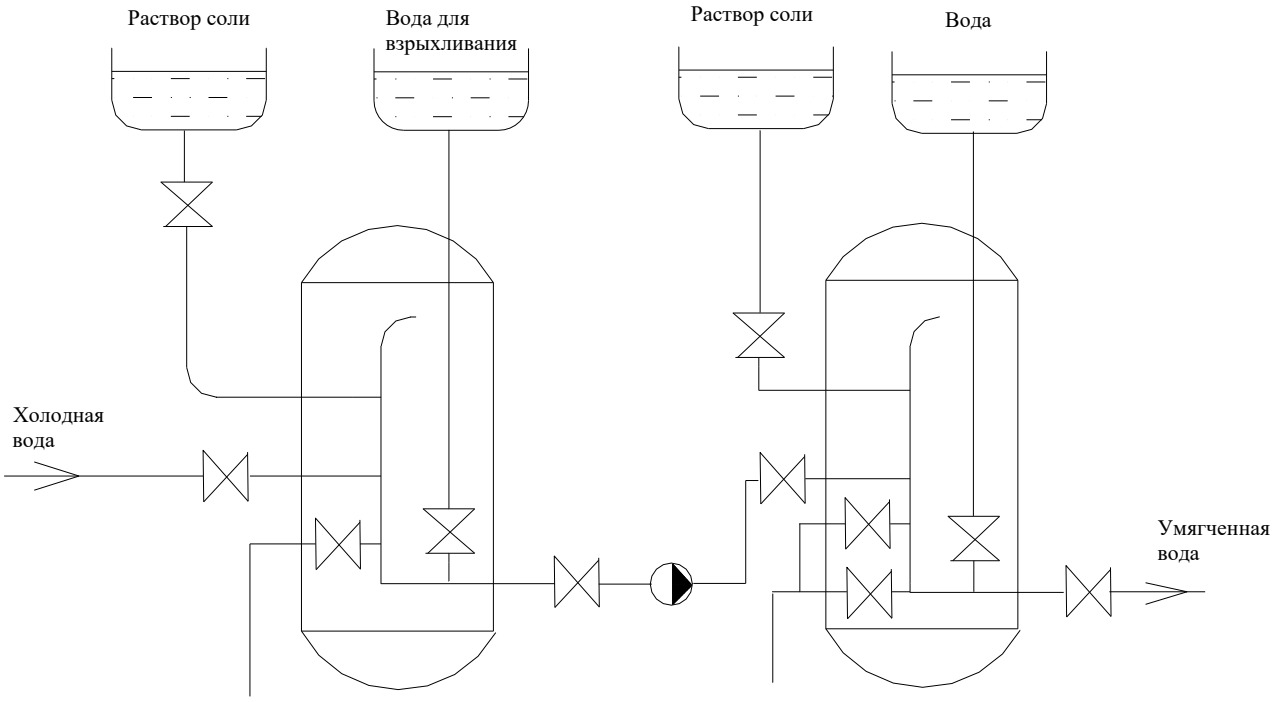
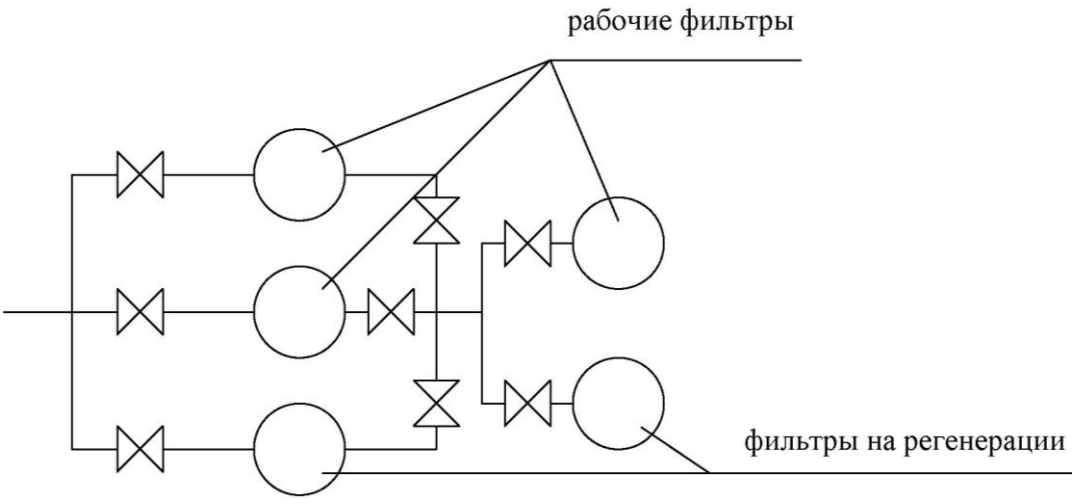


Схема работы фильтров Na^+ - катионитовой установки



2.6 Деаэрация питательной и подпиточной воды

Деаэрация является завершающим этапом обработки питательной воды и защищает энергетическое оборудование и трубопроводы от коррозии. Наиболее эффективным и универсальным методом удаления из воды всех растворенных газов. Нашедшим широкое распространение в энергетике, является термическая деаэрация.

Для деаэрации воды в котельных установках применяются в основном термические деаэраторы атмосферного типа, работающие при давлении 0,12 МПа и t=104 ^{o}C. В некоторых случаях, диктуемых тепловой схемой котельной, используются вакуумные деаэраторы, работающие при давлении от 0,0075 до 0,05 МПа, т.е. при температуре воды от 40 до 80 ^{o}C.

Сущность термической деаэрации заключается в установлении равновесия между жидкой и паровой фазами в соответствии с *законом Генри, согласно которому концентрация газа, растворенного в воде, пропорциональна парциальному давлению этого газа над поверхностью воды*. Закон Генри выражается формулой: $G=кp_г$, где G – концентрация газа, растворенного в воде, мг/л; $к$ – коэффициент растворимости газа в воде при значении парциального давления газа над водой 0,1 МПа; $p_г$ – парциальное давление газа над поверхностью воды, МПа.

Коэффициент растворимости газа при одном и том же давлении зависит от температуры, он тем меньше, чем выше температура. Для полного удаления газа из воды необходимо, чтобы парциальное давление газа над водой равнялось нулю. Это состояние может быть достигнуто при кипении воды, т.е. когда парциальное давление паров воды повысится до давления, поддерживаемого в деаэраторе, а температура воды станет равной температуре насыщения. Процесс деаэрации затормозится, если переходящие в пар газы не будут вместе с паром постоянно отводится из зоны, где происходит их десорбция из воды.

2.7 Выбор и расчет атмосферного деаэратора

Наиболее универсальным способом удаления растворенных газов из питательной воды паровых котлов является термическая деаэрация при практически атмосферном давлении (р=0,12 МПа, t=104^{0}С) – ([1], пар.1.12, с. 53-54).

Количество воды для питания котла:

$$D_Д = \left(D + \left(p/100\right)D\right) \cdot n + D_{ПОД}, \text{ т/час}$$

где D, т/час - паропроизводительность котла; p, % - процент продувки; n - число теплогенераторов; $D_{ПОД}$, т/час – расход подпиточной воды (см. выбор подпиточного насоса).

Расход пара для нагрева воды в деаэраторе, т/час:

$$D_П = D_Д \cdot \left(h'_Д - h_{СР}\right)/\left(h''_Д - h'_Д\right) + D_{ВЫП}$$

где $h'_Д$, кДж/кг - энтальпия насыщенной воды при p=0,12 Мпа; $h''_Д$, кДж/кг - то же пара; $h_{СР}$=334 кДж/кг - средняя энтальпия потоков воды, поступающих в деаэратор (при 80^{0}С);

Потеря пара с выпаром, т/час:

$$D_{ВЫП} = D_Д \cdot x/1000,$$

где x, кг/т - величина выпара на тонну деаэрируемой воды (при наличии охладителя выпара x=2 кг/т, при отстствии – 10 кг/т).

Выбор деаэратора производится по расходу питательной воды ([1], приложение 14, табл. П14.14, П14.18, П14.19; [2], табл 12.37).

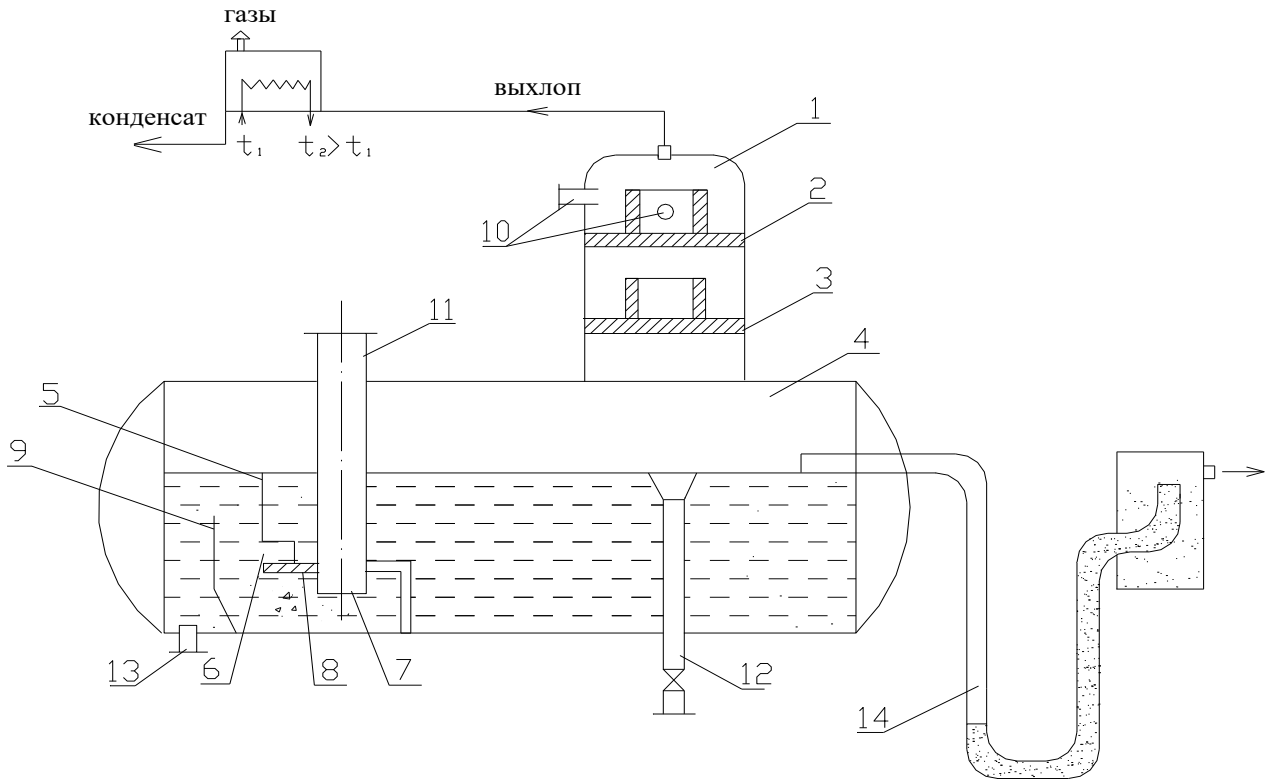


Рисунок 2.1 - Схема двухступенчатого барабанного атмосферного деаэратора 1 - малогабаритная деаэрационная колонка, 2,3 - тарелки с отверстиями, 4 - бак аккумулятора, 5 - секционная перегородка, 6 - выходное окно, 7 - паровая коробка, 8 - дырчатый лист, 9 - перегородка, 10 - подвод химически отчищенной воды и конденсата, 11 - подвод барбатирующего пара, 12 - слив, 13 - отвод деаэрированной воды, 14 - переливной гидрозатвор

2.8 Выбор и расчет вакуумного деаэратора

Деаэраторы вакуумные предназначены для удаления коррозионно-агрессивных газов (кислорода и свободной углекислоты) из питательной воды котлов и подпиточной воды систем теплоснабжения.

В состав деаэрационной установки входят:

- деаэратор ДВ;
- охладитель выпара ОВВ;
- эжектор водоструйный ЭВ.

В деаэраторах применена двухступенчатая схема деаэрации воды: I-ая ступень – струйная, II-ая – барботажная, в качестве которой используется непровальная дырчатая тарелка.

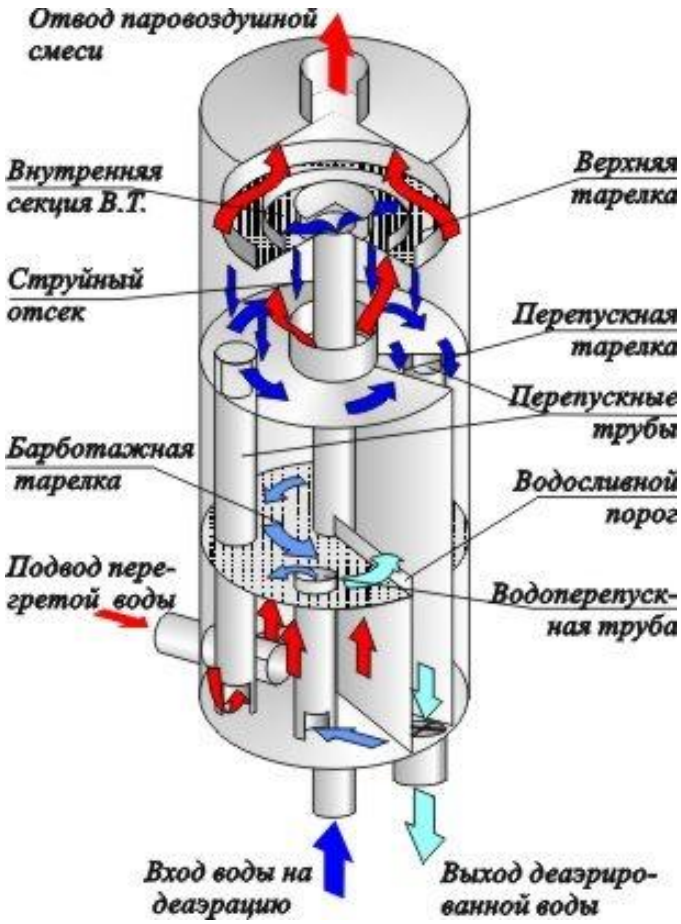


Рисунок 2.2 - Устройство и принцип работы вакуумного деаэратора

Исходная, подлежащая деаэрации, вода по трубе попадает на верхнюю тарелку. Последняя секционирована с таким расчетом, что при минимальной (30%) нагрузке работает только часть отверстий, во внутреннем секторе. При увеличении нагрузки включаются в работу остальные отверстия. Секционирование верхней тарелки позволяет избежать гидравлических перекосов по пару и воде при изменении нагрузки и во всех случаях обеспечивает обработку струй воды паром. Пройдя струйную часть, вода попадает на перепускную тарелку, предназначенную для сбора и перепуска воды на начальный участок, расположенный ниже барботажной тарелки.

Перепускная тарелка имеет отверстие в виде сектора, который одной стороны примыкает к сплошной вертикальной перегородке, идущей вниз до основания корпуса колонки. Вода с перепускной тарелки направляется на непровальную барботажную тарелку с рядами отверстий, ориентированных перпендикулярно потоку воды. К барботажной тарелке примыкает водосливной

порог, который проходит до нижнего основания деаэратора.

Вода протекает по барботажной тарелке, переливается через порог и попадает в сектор, обрамлённый порогом и перегородкой, а затем отводится из деаэратора через трубу.

Греющая среда – перегретая вода из прямой линии с температурой 150°С, подается под барботажную тарелку. Попадая в область с давлением ниже атмосферного, вода вскипает, образуя под тарелкой паровую подушку. Вода,оставшаяся после вскипания, по водоперепускной трубе поступает на барботажную тарелку, где проходит обработку совместно с исходным потоком воды. Пар, проходя через отверстия тарелки, барботирует воду. С увеличением нагрузки, а, следовательно, и расхода пара, высота паровой подушки увеличивается, и избыточный пар перепускается в обвод барботажной тарелки через перепускные трубы.

Затем пар проходит через горловину в перепускной тарелке и поступает в струйный отсек, где большая её часть конденсируется. Паровоздушная смесь отводится в охладитель выпара.

Охладитель выпара (ОВВ) предназначен для конденсации максимального количества пара из отводимой от деаэратора парогазовой смеси и утилизации тепла этого пара. При охлаждении выпара происходит резкое сокращение объёма парогазовой смеси, что особенно важно для обеспечения нормальной работы воздухо-отсасывающих устройств.

Охладитель выпара представляет собой кожухотрубный теплообменник, состоящий из горизонтального корпуса, в котором размещена трубная система (трубная доска крепится к корпусу с помощью сварки для избежания присосов воздуха). Внутри трубок движется химочищенная вода (часть потока исходной воды), которая затем направляется в деаэратор. Для обеспечения необходимого расхода выпара при всех нагрузках деаэратора расход воды на охладитель выпара должен соответствовать номинальной производительности и поддерживаться постоянным. Конденсат из охладителя выпара отдельным трубопроводом через гидрозатвор возвращается в деаэратор (на переливную (верхнюю) тарелку) или сливается в дренажные баки, с этой целью охладитель

наклонен в сторону отвода конденсата (уклон 1:10).

В качестве воздухоотсасывающего устройства применяется водоструйный эжектор ЭВ. Эжекторы рассчитаны на работу при двух наиболее характерных режимах - при абсолютном давлении в деаэраторе 0,007 и 0,03 МПа. Парогазовая смесь поступает во входную камеру, а затем через окна поступает в камеру смешения, где конденсируется вытекающей из сопла струёй рабочей воды. Оставшийся пар конденсируется в диффузоре, здесь же осуществляется смешение воды и несконденсированных газов и повышение общего давления. Водогазовая смесь отводится в бак рабочей воды (бак-газоотделитель). При вертикальном расположении эжектора давление за ним определяется в основном высотой установки над уровнем воды в баке. Уменьшение давления в сливной трубе за эжектором при прочих равных условиях приводит к уменьшению давления на всасывающей стороне эжектора и увеличению его массовой производительности.

Для слива деаэрированной воды в бак самотеком необходимо размещать деаэратор на отметке не менее 10 метров от уровня воды в баке деаэрированной воды. Т.к. планируемая максимальная высота помещения котельной предполагается не более 10 метров, а бак поднят над подпиточными насосами на высоту 6 метров для предотвращения кавитации, принимаю в проекте вакуумный деаэратор со схемой включения «на насос».

При работе деаэратора «на насос», для устойчивой работы последнего, необходимо предусматривать промежуточный бак атмосферного давления.

Под номинальной производительностью вакуумных деаэраторов понимается расход подпиточной воды, подлежащей деаэрации.

Бак рабочей воды, идущий комплектом к вакуумного деаэратору, имеет объем 2 м^3. Объем промежуточного бака принимаю также равным 2 м^3.

С запасом 10% принимаются промежуточные насосы из расчета необходимой производительности $G_{вып.}$ *1,1, т/ч [5].

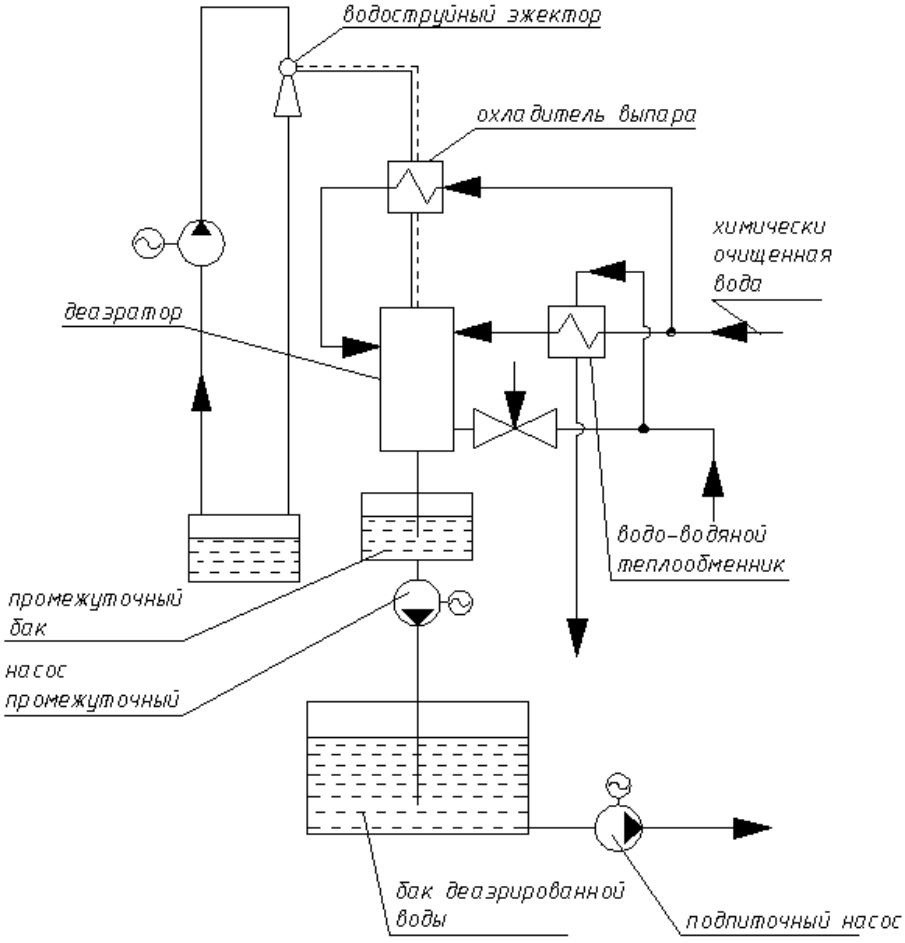


Рисунок 2.3 - Схема включения вакуумного деаэратора

ЛИТЕРАТУРА

1. Бузников Е.Ф., Роддатис К.Ф., Берзиньш Э.Я. Производственные и отопительные котельные. – М.: энергостойиздат, 1984.

2. Роддатис К.Ф., Полтарецкий А.Н. Справочник по котельным установкам малой производительности. – М.: Энергоатомиздат, 1989.

3. Кострикин Ю.М., Мещерский Н.А., Коровина О.В. Водоподготовка и водный режим энергообъектов низкого и среднего давления: Справочник. – М.: Энергоатомиздат, 1990.

4. Соколов Б.А. Котельные установки и их эксплуатация. Учебник. - 2-е изд.-М.: издат. «Академия», 2007.- 432с.

5. Липов Ю.А., Третьяков Ю.М. Котельные установки и парогенераторы. Изд. НИЦ "Регулярная и хаотическая динамика", 2006. - 592 с.

Приложение А - Значение коэффициента A, соответствующее неблагоприятным метеорологическим условиям, при которых концентрация вредных веществ в атмосферном воздухе максимальна

(обязательное)

Значение коэффициента	**Регион**
250	Для районов Средней Азии южнее 40°с.ш., Бурятской АССР и Читинской области
200	Для Европейской территории СССР: для районов РСФСР южнее 50° с. ш., для остальных районов Нижнего Поволжья, Кавказа, Молдавии; для Азиатской территории СССР: для Казахстана, Дальнего Востока и остальной территории Сибири и Средней Азии
180	Для Европейской территории СССР и Урала от 50 до 52°с.ш. за исключением попадающих в эту зону перечисленных выше районов и Украины
160	Для Европейской территории СССР и Урала севернее 52°с.ш. (за исключением Центра ЕТС), а также для Украины (для расположенных на Украине источников высотой менее 200 м в зоне от 50 до 52°с.ш. - 180, а южнее 50°с.ш. - 200)
140	Для Московской, Тульской, Рязанской, Владимирской, Калужской, Ивановской областей.