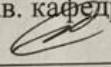


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.01 - Теплоэнергетика и теплотехника
Направленность (профиль) образовательной программы Энергообеспечение предприятий

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой


_____ Н.В. Савина
«02» 07 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Перевод котельной 410 квартала города Благовещенск на водогрейный режим

Исполнитель
студент группы 543-об



подпись, дата

А.В. Мананников

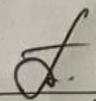
Руководитель
профессор,
докт. техн. наук,

 25.06.19

подпись, дата

С.П. Присяжная

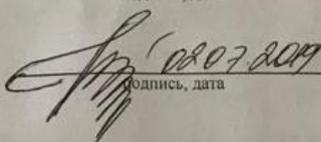
Консультант по
безопасности и
экологичности
доцент, канд. техн. наук

 27.06.2019

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ст. преподаватель


_____ 08.07.2019
подпись, дата

Н.С. Бодруг

Благовещенск 2019

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

Н.В. Савина

« 05 » 04 2019 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Макошинова

Александр Викторович

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Перевод котельной 410 кв.кв.м. города Беловенского
на водогрейный режим

(утверждено приказом от 4.04.19 № 759-у)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта)

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе:

материалы
предыдущей практики, паспорт котельной, нормативно-
справочная литература, ПУЭ, ГОСТы

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

Характеристика объекта проектирования, расчет
системы теплоснабжения, выбор оборудования, экономичность.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.)

Листы расчетов со
схемой теплоснабжения, чертеж котла ДКВР, схема
движения теплоносителя в котле, чертежи ПДК

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов)

Безопасность и экологичность - А.В. Буланов.

7. Дата выдачи задания 5.04.2019

Руководитель выпускной квалификационной работы: Прилепина С.П. Профессор д.т.н.
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата):

Макошинов
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 78 с., 72 формулы, 8 таблицы, 2 рисунка, 14 источников, 2 приложения.

ТЕПЛОВАЯ СЕТЬ, ОТОПЛЕНИЕ, ТЕПЛОВАЯ НАГРУЗКА, ГОРЯЧЕЕ ВОДОСНАБЖЕНИЕ, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ, ВРЕДНЫЕ ВЫБРОСЫ, ЧРЕЗВЫЧАЙНЫЕ СИТУАЦИИ

Целью выпускной квалификационной работы является описание процесса перевода котельной 410 квартала города Благовещенск Амурской области.

В выпускной квалификационной работе производится тепловой и гидравлический расчет тепловой сети, обслуживаемой котельной 410 квартала, а также описание перевода котлов с парового на водогрейный режим.

Для решения задач, поставленных в ВКР, были рассчитаны тепловые нагрузки на отопление и горячее водоснабжение, тепловые потери, выбрано оборудование для котельной. Рассмотрены вопросы безопасности на котельной, вопросы дальнейшей безопасной эксплуатации оборудования, аспекты воздействия объекта на окружающую среду, возможные чрезвычайные ситуации.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Краткое описание объекта проектирования	9
1.1 Климато-географическая характеристика	9
1.1.1 Географическая характеристика	9
1.1.2 Климатгорода Благовещенска	9
1.2 Краткая характеристика котельной, тепловых сетей	10
2 Процесс и плюсы перевода котлов дквр 10-13 с парового на водогрейный режим	12
2.1 Расчет количества тепла на нужды потребителей	12
2.2 Расчет тепловой схемы для максимально-зимнего и летнего периода	13
2.3 Обоснование необходимости перевода парового котла ДКВр-10-13 на водогрейный режим	21
2.4 Основные положения при реконструкции котла ДКВр-10-13 по переводу с парового режима работы в водогрейный	22
2.5 Описание схемы перевода котла на водогрейный режим работы	27
3 Тепловой расчет	33
3.1 Исходные данные	33
3.2 Основные конструктивные элементы системы отопления	35
3.3 Расчетная тепловая нагрузка на отопление	35
3.4 Расчетная тепловая нагрузки на горячее водоснабжение	38
4 Гидравлический расчёт	41
4.1 Предварительный гидравлический расчет	42
4.2 Уточненный гидравлический расчет	45
5 Расчет тепловых потерь	48
5.1 Прокладка трубопровода	48
5.2 Нормативные значения потерь теплоносителя за год с его нормируемой утечкой	48

6	Выбор оборудования котельной	51
6.1	Выбор насосов	51
6.2	Выбор подпиточных насосов	52
6.3	Выбор тепловой изоляции труб	52
6.4	Водоподготовка	57
7	Значимость перевода котлов на водогрейный режим для котельной	60
8	Безопасность и экологичность	65
8.1	Безопасность	65
8.2	Экологичность проекта	67
8.3	Расчет выбросов в атмосферу частиц золы и недожога	69
8.4	Расчет выбросов в атмосферу окислов серы	69
8.5	Расчет выбросов в атмосферу окиси углерода	71
8.6	Расчет выбросов в атмосферу оксидов азота	72
8.7	Чрезвычайные ситуации	73
	Заключение	76
	Библиографический список	77
	Приложение А Тепловой и гидравлический расчёт	79
	Приложение Б Расчёт потерь	100

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ДКВР - двухбарабанный котёл водотрубный реконструированный;

ГВС – горячее водоснабжение;

КПД – коэффициент полезного действия;

ПЭ – подпиточный электронасос;

СЭ – сетевой электронасос.

СНиП – строительные нормы и правила;

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время улучшение систем энергоснабжения, методом их модернизации имеет высокую актуальность.

Большинство оборудования приходит в негодность в связи с изношенностью и длительным сроком эксплуатации. Большая часть оборудования котельной приходит к изношенности, в следствии большого срока работы, в результате чего уменьшается КПД котельной и увеличивается количество затрат предприятий на теплоснабжение, а так же может привести к авариям как на котельной так и в теплосетях. При реконструкции котельных а так же отдельного оборудования можно уменьшить риски аварий , увеличить рентабельность работы предприятия, затраченный капитал при этом вернётся за счёт экономий через некоторое количество времени.

Реконструкции отдельных элементов котельной или же котельной в целом позволят при этом экономить на использовании топлива, что позволит увеличить тепловую мощность котельной, снизить риски аварий и затраты на необходимую электроэнергию.

В данной выпускной квалификационной работе рассматривается процесс перевода котлов с парового на водогрейный режим, с целью повышения КПД котельной и уменьшения рисков эксплуатации оборудования котельной.

Перевод котлов позволит:

- снизить параметры работы котла;
- увеличить тепло-производительность котла;
- снизить расход топлива;
- упростить эксплуатацию котлов;
- снизить электронагрузку котельной.

Целью данной работы является расчет тепловой сети, обслуживаемой данной котельной и описания процесса перевода котлов ВКДр-10-13 котельной

410 квартала города Благовещенска с парового на водогрейный режим работы.

Для выполнения указанной цели необходимо выполнить следующие действия:

- расчёт теплоснабжения района, обслуживаемого котельной;
- описать процесс перевода котлов на водогрейный режим;
- описать работу котлов, работающих в разных режимах;
- описать результат перевода котлов для котельной.

Работа по переводу котлов выполнена в соответствии с требованиями всех действующих нормативных документов.

При выполнении выпускной квалификационной работы использовались программные комплексы, такие как: Microsoft Office Word 2013г, Microsoft Office Excel 2013г, MathType 6.1 Equation, Mathcad 17.0, Autodesk AutoCAD 2016.

1 КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ОБЪЕКТА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1.1 Климато-географическая характеристика

Благовещенск - город в России, административный центр Амурской области. Является единственным административным центром субъекта Российской Федерации, находящимся непосредственно на её государственной границе. Пятый город по величине на Дальнем Востоке. На 2018 год в Благовещенске проживало 225 091 человек.

1.1.1 Географическая характеристика

Город расположен на юго-западе Зейско-Буреинской равнины, на левом берегу Амура, при впадении в него реки Зеи. Находится в 7985 км к востоку от Москвы, на границе с КНР, напротив района Айхуэй - китайского городского округа Хэйхэ. Город Благовещенск и городской округ Хэйхэ разделяет река Амур, ширина которой в этой местности около 800 метров.

1.1.2 Климатгорода Благовещенска

Благовещенск - южный город, располагаясь на широте Караганды, Харькова и Праги, отличается многими природными особенностями. Прежде всего, климатом, который относится к резко-континентальному с чертами муссонности и обусловлен взаимодействием центров атмосферной циркуляции, которые формируются над Азией, Тихим океаном и Арктикой. Температура воздуха в январе - 24,3°C, в июле +21,4°C.

За год выпадает до 575 мм осадков. Поэтому погода в Благовещенске, ввиду очень небольшой теплоёмкости воздуха, в температурном режиме очень зависит от продолжительности солнечного сияния и поступающего солнечного тепла. Декабрь холоднее февраля, а июнь лишь чуть холоднее, чем август. В Благовещенске резко континентальный климат с муссонными чертами, что выражается в больших годовых (45-50°) и суточных (до 20°) колебаниях температур воздуха и резком преобладании летних осадков. Лето жаркое со значительным количеством солнечного сияния. Зима холодная, сухая, с маломощным

снежным покровом. Температурный рекорд был зафиксирован 25 июня 2010 года, когда температура воздуха в городе поднялась до отметки +39.4 С.

1.2 Краткая характеристика котельной, тепловых сетей

Таблица 1 – Характеристика теплоносителя

Теплоноситель	Расход тепла		
	отопление, Гкал/ч	на горячее водоснабжение, Гкал/ч	на производственные нужды, Гкал/ч
Горячая вода	12,003	2,965	1

Характеристика потребителей тепловой энергии с указанием отапливаемой площади представлена в таблице 2.

Таблица 2 – Характеристика потребителей тепловой энергии

№	Тип	Площадь	Количество эта- жей	Количество подъездов
1	2	3	4	5
1	Жилой	7500	3	5
2	Жилой	6375	3	4
3	Прогимназия	5100	2	-
4	Жилой	5175	5	7
5	Жилой	420	1	-
6	Жилой	6375	3	4
7	Жилой	2925	5	3
8	Жилой	3150	5	4
9	Жилой	8400	5	8
10	Жилой	2040	5	8
11	Жилой	2250	1	5
12	Жилой	3570	5	2
13	Диспансер	2175	3	-
14	Жилой	2475	1	-
15	Жилой	2100	1	-

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
16	Жилой	5040	5	6
17	Прогимназия	5100	2	-
18	Колледж	5475	3	-
19	Интернат №8	8100	2	-
20	Жилой	4800	9	3
21	Жилой	6600	5	6
22	Жилой	750	2	2
23	Жилой	5025	3	-

2 ПРОЦЕСС И ПЛЮСЫ ПЕРЕВОДА КОТЛОВ ДКВР 10-13 С ПАРОВОГО НА ВОДОГРЕЙНЫЙ РЕЖИМ

2.1 Расчет количества тепла на нужды потребителей

Первоначально необходимо произвести расчет максимального количества тепла на нужды отопления зданий:

$$Q_o^{\max} = V_{зд} q_o (t_{вн} - t_{ро}) \alpha, \text{ ккал/час}, \quad (1)$$

$V_{зд}$ – объём отапливаемого здания, м^3 ;

q_o - удельная отопительная характеристика здания, $\text{ккал/час} \cdot \text{м}^3$;

α - поправочный коэффициент на изменение величины отопительной характеристики при температуре, отличной от -34°C ; $t_{вн}$ – нормативная внутренняя температура для данного типа помещений, C ;

$t_{ро}$ – расчётная температура наружного воздуха для проектирования отопления (-40°C) [5,19]. Годовая потребность в тепле на отопление определяется по формуле:

$$Q_o^{\text{год}} = V_{зд} \cdot q_o (t_{вн} - t_{ср.о}) n_0 \cdot 24 \cdot 10^{-6}, \text{ Гкал/год}, \quad (2)$$

где, $t_{ср.о}$ – средняя температура наружного воздуха за отопительный сезон, для города Благовещенска

$t_{ср.о} = -11,5^{\circ}\text{C}$ (для жилых и общественных помещений) [19];

n_0 – продолжительность отопительного периода, 335 сут. – по городу Благовещенску для жилых и общественных зданий .

Помесячные расходы тепла на отопление проводятся по формуле:

$$Q_o^{\text{год}} = V_{зд} \cdot q_o (t_{вн} - t_{ср.м}) N \cdot 24 \cdot 10^{-6}, \text{ Гкал}, \quad (3)$$

где N – количество дней используемых для отопления в течение рассматриваемого месяца;

$t_{ср.м}$ – среднемесячная температура, 0°C по данным.

- количество тепла, расходуемое на технологические нужды, исходя из месячного потребления тепла на производственные нужды;

- количество тепла, расходуемого на горячее водоснабжение;

$$Q_{ГВС}^{год} = \frac{N \cdot a \cdot (55 - t_{хв})}{24}, \text{ ккал/ч}, \quad (4)$$

где N – расчётное число потребителей;

a – норма расхода горячей воды в час наибольшего потребления, л/сут[19].;

$t_{хв}$ – температура холодной воды из водопровода зимой, $t_{хв} = 5^{\circ}\text{C}$ [11];

Годовая потребность на нужды горячего водоснабжения определяется по формуле :

$$G_{гвс}^{\Gamma} = Q_{гвс} \cdot n_0 \quad (5)$$

где n_0 - длительность периода горячего водоснабжения, ч

Полученные данные необходимо занести в таблицы и построить годовой график расхода теплоты котельной, для его анализа.

2.2 Расчет тепловой схемы для максимально-зимнего и летнего периода.

Тепловая схема характеризует сущность основного технологического процесса преобразования энергии, и использования в установке теплоты рабочего тела. Она представляет собой условное графическое изображение основного и вспомогательного оборудования, объединенного линиями трубопроводов рабочего тела в соответствии с последовательностью его движения в установке.

Данный котел имеет давления $P_k = 1.3$ МПа в связи с этим можно определить энтальпию насыщенного пара i_n'' , кДж/кг, конденсата i_K , кДж/кг или температуру конденсата t_k с помощью таблиц термодинамических свойств водяного пара :

$$i_n'' = 665,5 \text{ ккал/кг};$$

$$i_K = 80 \text{ ккал/кг};$$

- Расчет тепловой схемы для максимально-зимнего периода;

$$Q_{op} = Q_0 + K_{II} \cdot Q_0, \text{ ккал/час}; \quad (6)$$

где Q_0 – максимальная часовая нагрузка на отопление, ккал/час;

$K_{II} = 0,2$ коэффициент, учитывающий потери в трубопроводах .

Далее необходимо произвести следующие расчеты:

Расход максимального расхода воды для отопительной сети

$$G_0 = \frac{Q_{op}}{(t_{от.под}^p - t_{от.обр}^p) C_p} \quad (7)$$

где C_p – теплоёмкость воды, ккал/кг·°С.

Расход воды в сети горячего водоснабжения

$$G_0 = \frac{Q_{звс}}{(t_{ГВ}^p - t_{ХВ}^p) C_p} \quad (8)$$

Расход пара на отопление

$$D_0 = \frac{Q_{op}}{(i_H'' - t_K) \cdot \eta_{II}} \quad (9)$$

где i_H - энтальпия сухого насыщенного пара, ккал/кг, ;

i_k – энтальпия конденсата, ккал/кг, [14];

η – КПД теплообменников.

Расход пара на технологические нужды

$$D_T = \frac{Q_T + K_{on} \cdot Q_T}{(i_H'' - t_K) K \cdot n \cdot m \cdot \eta_{II}}, \text{ Т/ч} \quad (10)$$

где $K = 12$ час. – число рабочих часов в сутках;

$n = 24$ сут. – число рабочих суток в месяце;

$m = 12$ мес. – число месяцев в году.

Расход пара на горячее водоснабжение

$$D_{ГВС} = \frac{Q_{ГВС}}{(i_H'' - t_K) \cdot \eta_{II}}, \text{ Т/ч} \quad (11)$$

Суммарный расход пара на производство и теплоснабжение

$$D = D_T + D_0 + D_{ГВС}, \text{ Т/ч} \quad (12)$$

Расход пара на деаэрацию и подогрев сырой воды

$$D_d + D_{ce} = K + D, \text{ Т/ч} \quad (13)$$

Потери пара внутри котельной

$$D_{кот} = 0,02 \cdot D, \text{ Т/ч} \quad (14)$$

Полное количество пара вырабатываемого котельной в зимний период:

$$\sum D_3 = D + D_\delta + D_{св} + D_{nom}, \text{ Т/ч} \quad (15)$$

Количество паровых котлоагрегатов необходимых для котельной

$$n \geq \frac{\sum D_3}{D_{ед}}, \text{ ШТ} \quad (16)$$

где $D_{ед} = 10$ Т/ч единичная мощность котла ДКВр - 10 - 13.

Количество воды поступающей от непрерывной продувки

$$G_{np} = \frac{P_{np} \cdot \sum D_{II}}{100}, \text{ Т/ч} \quad (17)$$

Количество питательной воды поступающей в котлы

$$G_{nut} = \sum D + G_{np}, \text{ Т/ч} \quad (18)$$

Количество подпиточной воды

$$G_{под} = 0,015 \cdot G_0 + G_{ГВС}, \text{ Т/ч} \quad (19)$$

Общее количество воды на выходе из деаэрактор

$$G_\delta = G_{nut} + G_{подп} - G_{квс} - G_{кт} - G_{ко} - G_{зквс}, \text{ Т/ч} \quad (20)$$

где $G_{кт} = 0.5 \cdot D_T$ – возврат технологического конденсата;

$G_{квс}$ – конденсат подогревателя сырой воды (неизвестная величина, рассчитывается на следующих этапах).

$G_{\text{кгвс}} = 0.7$ т/ч конденсат с подогревателя сети горячего водоснабжения (принятая величина и уточнённая в процессе расчёта методом последовательных приближений).

Количество выпара из деаэратора.

$$D_{\text{вып}} = 0,004 \cdot G_o, \text{ т/ч} \quad (21)$$

Составляющей $0.004 \cdot G_{\text{квс}}$ можно пренебречь.

На первом этапе расчёта принимают: $0.004 \cdot G_{\text{квс}} = 0$.

На последующих этапах расчёта (методом последовательных приближений) было найдено значение $G_{\text{квс}}$, равное 4.09 т/ч.

Производительность химводоподготовки

$$G = G_2 + G_{\text{пр}} + G_{\text{подп}} + G_{\text{пот}} + G_{\text{вып}}, \text{ т/ч} \quad (22)$$

где $G_2 = 0.5 \cdot D_t$, т/ч – потери технологического конденсата.

Расход сырой воды на химводоочистку

$$G_{\text{св}} = 1,2 \cdot G_{\text{хво}}, \text{ т/ч} \quad (23)$$

Температура на выходе охладителя продувки

$$i''_{\text{ОПР}} = \frac{G_{\text{ПР}} \cdot (i_{\text{ПР}} - i_{\text{К}})}{G_{\text{СВ}} \cdot C_p} + t_{\text{ХВ}}, \text{ } ^\circ\text{C} \quad (24)$$

Температура на входе подогревателя хим. очищенной воды

$$i'_{\text{ПХОВ}} = i''_{\text{ОПР}}, \text{ } ^\circ\text{C} \quad (25)$$

Количество пара расходуемого в подогревателе химвоочистки сырой воды:

$$D_{CB} = \frac{G_{CB} \cdot (i'_{ПХОВ} - i''_{ПХОВ})}{(i'' - i_K) \eta_{Л}}, \text{ Т/ч} \quad (26)$$

где $t_{ПХОВ} = 70^{\circ}\text{C}$ (принято).

Расход конденсата в подогревателе химвоодоочистки сырой воды

$$G_{КСВ} = D_{CB}, \text{ Т/ч} \quad (27)$$

Расход воды на выходе деаэратора с учётом найденного значения $G_{КСВ}$

Уравнение материального баланса для деаэратора:

$$D_0 + G_{хво} - D_{выт} - G_0 = 0 \quad (28)$$

Количество тепла затрачиваемого котельной на горячее водоснабжение с учётом потерь в трубопроводах (в месяц):

$$Q'_{Л.ГВС} = Q_{Л.ГВСр} + K_{ОП} \cdot Q_{Л.ГВСр}, \text{ Гкал/мес} \quad (29)$$

Количество тепла, затрачиваемое котельной в летний период в пересчёте на один час:

$$Q_{Л.ГВСр} = \frac{Q'_{Л.ГВС}}{m \cdot n}, \text{ кДж/час} \quad (30)$$

где $n = 24$ ч. – количество часов в сутках;

$m = 30$ сут. – количество суток в июне.

Расход пара на горячее водоснабжение

$$D_{Л.ГВСр} = \frac{Q_{Л.ГВС}}{(i_H'' - i_K') \eta_{Л}}, \text{ Т/ч.} \quad (31)$$

Расход воды на горячее водоснабжение:

$$G_{ГВС} = \frac{Q_{Л.ГВС.Р}}{(i_{ГВ} - i_{ХВ}) C_P}, \text{ Т/ч} \quad (32)$$

Суммарный расход пара на производство и теплоснабжение:

$$D = D_T + D_{Л.ГВС}, \text{ Т/ч} \quad (33)$$

Дальнейший расчёт котельной на летний период проводим аналогично расчёту котельной на максимально – зимний период с сохранением принятых обозначений.

Потери пара внутри котельной:

$$D_{nom} = 0,002 \cdot D, \text{ Т/ч} \quad (34)$$

Расход пара на деаэрацию и подогрев сырой воды:

$$D_{\delta} + D_{ce} = K \cdot D, \text{ Т/ч} \quad (35)$$

где K , определяется в процессе расчётов методом последовательных приближений.

Полное количество пара вырабатываемое котельной в летний период:

$$\sum D_{Л} = D + D_{Д} + D_{CB} + D_{ПOT}, \text{ Т/ч} \quad (36)$$

Количество котлоагрегатов, необходимых для котельной в летний период:

$$n \geq \frac{\sum D_{л}}{D_{ед}}, \text{ шт} \quad (37)$$

где $D_{ед} = 10$ т/ч единичная мощность котла типа ДКВр – 10 – 13.

Количество воды поступающей от непрерывной продувки:

$$G_{np} = \frac{G_{np} \sum D}{100}, \text{ т/ч} \quad (38)$$

Количество питательной воды поступающей в котлы:

$$G_{пит} = \sum D + G_{np}, \text{ т/ч} \quad (39)$$

Количество подпиточной воды:

$$G_{подп} = G_{ГВС}, \text{ т/ч} \quad (40)$$

Общее количество воды на выходе из деаэратора :

$$G_{д} = G_{пит} + G_{подп} - G_{кcv} - G_{кт}, \text{ т/ч.} \quad (41)$$

Количество выпара из деаэратора :

$$G_{вып} = 0,004 \cdot G_{д}, \text{ т/ч.} \quad (42)$$

Производительность химводоподготовки:

$$G_{xво} = 0,5 \cdot D_m + D_{np} + G_{нодп} + D_{ном} + D_{емп}, \text{ т/ч.} \quad (43)$$

Расход сырой воды на химводоочистку :

$$G_{св} = 1,2 \cdot G_{xво}, \text{ т/ч.} \quad (44)$$

Далее необходимо произвести гидравлический и тепловой расчет котла переводимого на водогрейный режим , так же рассмотреть водоподготовку котельной.

2.3 Обоснование необходимости перевода парового котла ДКВР-10-13 на водогрейный режим.

Необходимость перевода котлов ДКВр в водогрейный режим можно оправдать несколькими причинами. Это котлы, введённые в эксплуатацию 20-30 лет назад и уже приходящие в изношенное состояние. В этих котлах снижено рабочее давление до 0,6-0,8 МПа, а на многих других котлах поддерживается давление 1-2 атм. Работа паровых котлов на таких низких давлениях отрицательно сказывается на устойчивости циркуляции.

Из-за снижения температуры насыщения и увеличения доли парообразования в экранных трубах наблюдается интенсивное накипеобразование, в результате чего увеличивается вероятность пережога труб. Кроме того, при работе котла на давлении от 1 до 3 атм из-за низкой температуры насыщения необходимо отключать чугунный водяной экономайзер, поскольку там может наблюдаться парообразование, а это недопустимо по условиям надёжной работы. Все это приводит к тому, что КПД этих паровых котлов не превышает 80-82%, а в некоторых случаях, когда трубы сильно загрязнены, КПД котла уменьшается до 70-75%.

Перевод котла в водогрейный режим полезен, что он:

- снизит параметры работы котла;

- увеличит тепло-производительность котла;
- снизит расход топлива;
- упростит эксплуатацию котлов;
- снизит электронагрузку котельной

2.4 Основные положения при реконструкции котла ДКВр-10-13 по переводу с парового режима работы в водогрейный

Во многих промышленных котельных в связи с изменением структуры производства паровая нагрузка мала или отсутствует, котельные работают в большинстве на отопление, горячее водоснабжение иногда на вентиляцию. Как правило, в таких случаях рассматривают возможности реконструкции котельной непосредственно переводом котлов с парового режима в водогрейный.

Основу перевода паровых котлов в водогрейный режим заложили в 60х годах. На сегодняшний день известны несколько схем перевода паровых котлов в водогрейный режим, в основе которых заложен принцип прямоточного движения воды в котле.

- Подготовка котла к переводу;

1) произвести ознакомление с документацией котельной, планируемой к переоборудованию;

2) разработать схему перевода оборудования, согласно схемы котельной;

3) произвести осмотр котла с внешней и внутренней стороны, составить акт о количестве шлама и накипи, а также об обнаруженных механических дефектах котлов и местной коррозии;

4) организовать очистку котлов от накипи и шлама, определить количество реагентов и их доставку в котельную, провести очистку;

5) провести демонтаж измерительных приборов, арматуры и трубопроводов. Демонтаж рекомендуется начинать с датчиков автоматического регулирования. Затем необходимо демонтировать арматуру, сепарационные щиты и обвязочные паровые и дренажные трубопроводы, а также паровые теплообменники и насосы, которые не будут использованы при работе в водогрейном режиме;

б) произвести переоборудование экономайзера. При этом последовательное включение труб экономайзера необходимо изменить на параллельное включение по секциям;

7) монтаж обвязочных (циркуляционных) трубопроводов по каждому котлу, а также подпиточных и сетевых участков трубопроводов, соединяющих вспомогательное оборудование и насосы с котлами;

8) монтаж внутри барабанных перегородок;

9) монтаж воздухоотделителей и дренажных трубопроводов;

10) замену и установку на новых местах предохранительных клапанов;

11) монтаж вакуумных деаэраторов со вспомогательным оборудованием, арматурой и автоматическими регуляторами;

12) монтаж измерительных приборов и регуляторов, обеспечивающих надежность и безопасность эксплуатации каждого котла в водогрейном режиме;

13) промывку и щелочение котлов после переоборудования;

14) гидравлические испытания котлов на прочность и плотность;

15) горячие пробы, наладку теплового режима с проверкой экономичности работы переоборудованного котла.

- Работы по реконструкции котельной

-Демонтаж оборудования

При переводе котельной установки на водогрейный режим выполняется комплекс работ по реконструкции, как котельных агрегатов, так и вспомогательного оборудования.

Демонтаж вспомогательного оборудования и деталей реконструируемых котлов можно производить, начиная с любого узла. Однако целесообразно начать его с измерительных приборов и арматуры, которые в последующем не будут использоваться. При этом последовательно снимают водомерную, запорную и предохранительную арматуру и отрезки трубопроводов паровых, питательных и других линий. Затем из барабанов котлов удаляют сепарационные устройства и участки труб (предназначенных для непрерывной продувки), де-

монтируют систему непрерывной продувки (сепаратор, трубопровода, теплообменники и т.д.).

Также демонтируют питательные насосы с паровым и электрическим приводами, так как надобность в них при использовании водогрейных котлов отпадает. Вода через водогрейные котлы транспортируется с помощью сетевых насосов. В случае необходимости использования питательных насосов для каких-то иных нужд котельной их можно переключить на работу в различных вспомогательных линиях. Насос с паровым приводом следует демонтировать во всех случаях. Параллельно с этим необходимо осуществить реконструкцию экономайзера.

- Переоборудование экономайзера
- Внутри барабанные перегородки

С целью переоборудования котлов ДКВр в прямоточные и одновременно для повышения скорости воды, транспортируемой через поверхности нагрева реконструируемых котлов, в барабанах размещают перегородки. Перегородки делят барабан и связанные с ним поверхности нагрева на отсеки: в верхнем барабане пять отсеков, в нижнем три.

В агрегатах, изготавливаемых котлостроительными заводами, перегородок нет. Их целесообразно изготавливать и устанавливать внутри барабанов. Перегородки изготавливают из листовой стали Ст3 толщиной 5-6 мм в виде дисков с отверстием в центре для устройства лаза. Лазы необходимы для осмотра и ремонта вальцовочных соединений труб поверхности нагрева. Перегородки крепят к царгам барабанов с помощью трех-четырех небольших кусков стальных уголков размеров 25×25×200 мм. Для удобства монтажа диски перегородок изготавливают на 8-10 мм меньше внутреннего диаметра барабана.

Рекомендуется следующая последовательность проведения монтажных работ при установке перегородок. Диски каждой перегородки разрезают на две серповидные части, которые затем вкладывают внутрь барабана и передвигают к месту установки, т.е. к крепежным углам. Последние приваривают к поверхностям царг, свободным от вальцовочных соединений труб. В верхнем бара-

бане крепежные углы размещают в верхней части, в нижнем барабане – в его нижней части.

Предохранительные клапаны водогрейных котлов

Для защиты от превышения давления водогрейные котлы оборудуют рычажными или пружинными предохранительными клапанами. Предохранительные клапаны водогрейных котлов устанавливают на патрубках, непосредственно присоединенных к котлу или выходному трубопроводу этого котла, без промежуточных запорных органов. Отбор воды из патрубков, на которых расположены предохранительные клапаны, запрещается. При размещении на одном патрубке двух клапанов площадь поперечного сечения этого патрубка должна быть не менее 1,25 суммарной площади сечения обоих клапанов. Воду и пары, сбрасываемые клапанами, необходимо отводить за пределы помещения котельной, используя защитные устройства, предохраняющие обслуживающий персонал от ожогов.

Пропускная способность предохранительных клапанов водогрейных котлов (по сечению прохода) должна быть рассчитана и осуществлена так, чтобы давление при сбросе не превышало 1,08 от давления, получающегося при суммировании статического и динамического напоров воды.

- Деаэраторы

При переоборудовании парового котла в водогрейный режим большое значение имеет решение вопроса об удалении из воды растворенных и дисперсных газов. Это необходимо для предотвращения коррозии внутренних поверхностей трубопроводов и оборудования котельной установки. Главным образом из воды необходимо удалить коррозионные газы, такие как кислород и двуокись углерода.

Растворенные и дисперсные газы удаляют из воды в специальных устройствах, называемых деаэраторами.

Практически во всех существующих отопительных и промышленно – отопительных котельных установках для удаления газов из питательной воды котлоагрегатов применяют термические деаэраторы, в которых для нагрева во-

ды используется пар. При переоборудовании котлов на водогрейный режим работы в котельной практически прекращается производство пара, и установка производит только горячую воду. В ряде случаев для промышленно – отопительных котельных (когда в котельной установлено несколько однотипных паровых котлов небольшой производительности) один или два котлоагрегата используются в качестве генераторов пара для деаэрационной установки и технологических нужд предприятия.

- Дренажное оборудование для удаления нерастворенных газов

Не растворенные в воде неконденсирующиеся газы, включая воздух, скапливаются в верхних частях водогрейных котлов и обвязочных трубопроводах. Десорбция этих газов происходит в результате нагрева воды в котлах и ее транспортировки при переменной скорости. Образовавшиеся воздушные «пробки» тормозят транспортировку сетевой воды, повышая гидравлическое сопротивление потока и снижая теплопередачу в теплообменных узлах оборудования. Для удаления нерастворенных газов применяют воздухоотборники с игольчатой арматурой, которые размещают на наиболее высоко установленных узлах.

Наиболее простые воздухоотборники представляют расширенную часть трубопровода выпускного напорного коллектора сетевых насосов, в которой 3-5 раз снижается скорость транспортировки воды, что способствует десорбции газов.

- Осмотр котлов после реконструкции

После окончания всех работ необходимо произвести полный осмотр котлов, удалить все посторонние предметы находящиеся внутри котла, а так же произвести контроль креплений перегородок, установленных внутри барабанов.

При осмотре проверяют как отсутствие посторонних предметов внутри котлов, так и качество проделанных работ. Важно особенно качественно нужно проверять крепления перегородок внутри барабанов и сварные швы, соединяющие обечайки барабанов с сегментами из угловой стали, на которых укрепле-

ны перегородки. Осуществление контроля этих швов, кроме осмотра, должен проводиться ультразвуком.

Все трубы поверхности нагрева должны быть проверены на овальность «прокаткой» их шарами. О результатах осмотра и очистки котла от посторонних предметов эксплуатационным и монтажным персоналом котельной составляется акт.

2.5 Описание схемы перевода котла на водогрейный режим работы

При реконструкции паровых котлов в водогрейные поверхности нагрева почти не изменяются ни по площади, ни по месту их размещения в газоходах. Совершенно не изменяется тракт топливоподачи, газоздушный тракт, система обводки и очистки трубопроводов от загрязнения. Реконструируется цех водообработки, экономайзер и система КИП и автоматики. Естественная циркуляция заменяется принудительной с прямоточным движением сетевой воды через агрегат.

Схема движения воды в реконструированном котле представлена на рисунке 1 и на листе 4 графической части работы. Для организации движения воды по этой схеме, в верхнем барабане котла установлены четыре перегородки, в нижнем две. Для удобства монтажа и проведения ремонта перегородки имеют съемные крышки (люки), через которые осуществляется допуск во все отсеки верхнего и нижнего барабанов во время ремонта или осмотра котла. Сетевая вода через котлоагрегат проходит в такой последовательности. Сначала обратная сетевая вода поступает в чугунный экономайзер. При этом часть воды пропускается по байпасному трубопроводу, после чего оба потока смешиваются и направляются в тыльную часть верхнего барабана. Далее вода совершает многократное подъемно-опускное движение в трубах котельного конвективного пучка и экранных трубах. [7]

Отвод воды из котла производится из передней части верхнего барабана котла по существующему патрубку отвода пара. Предохранительные клапаны водяного тракта устанавливаются также на существующем патрубке предохранительных клапанов верхнего барабана. Подвод воды производится через про-

сверленное в верхнем барабане отверстие. Между перегородками верхнего барабана в его корпусе устанавливаются воздушники. Для увеличения надежности и простоты эксплуатации в перегородках верхнего барабана необходимо в верхней и нижней части оставить отверстия 30-40 мм, а в нижнем барабане такие отверстия нужны только в нижней части перегородки. Верхние отверстия служат для удаления воздуха из всего верхнего барабана при помощи одного воздушника, а также для удаления пара через предохранительный клапан, установленный в передней части барабана, при аварийных ситуациях, например, при внезапном отключении электроэнергии или остановке сетевых насосов. Нижние отверстия в перегородках служат для организации периодической продувки и удаления шлама из верхнего и нижнего барабанов.

Для продувки из верхнего барабана можно использовать отключенные опускные трубопроводы в передней части котла. В нижнем барабане используется штатный трубопровод периодической продувки.

Данная схема имеет значительные преимущества перед другими схемами перевода. Она позволяет надежно эксплуатировать котел при увеличенной на 40% тепловой мощности с максимальным для такого типа котлов КПД на уровне 92-93,5% в зависимости от нагрузки. Котел на всех режимах работает мягко, может быстро набирать и снижать свою тепловую мощность.

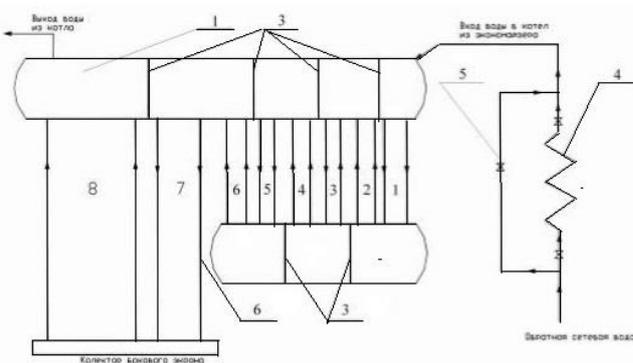


Рисунок 1 – Схема движения воды в котле при его переводе в водогрейный режим

1 – верхний барабан; 2 – нижний барабан; 3 – разделительная перегородка; 4 – экономайзер; 5 – байпас; 6- боковой экран; 7 – кипятильный пучок

Схема подключения котла и экономайзера к теплосети

При переводе котельной на водогрейный режим, тепловая схема котельной упрощается, в частности, за счет исключения пароводяных подогревателей: вода из теплосети обычно подается непосредственно в котлы. В этом случае необходимо отдельно рассмотреть работу существующих экономайзеров.

Экономайзер должен быть включен по воде параллельно трубной системе котла. На экономайзере должны устанавливаться не менее чем по одному предохранительному клапану на выходе и входе воды.

Водоотводящие трубы от существующих предохранительных клапанов котла и предохранительных клапанов экономайзера должны быть присоединены к линии свободного слива воды, причем как на них, так и на сливной линии не должно быть никаких запорных органов. При этом устройство системы водоотводящих труб и линий свободного слива

должно исключать возможность ожога людей. Следует отрегулировать степень открытия байпаса так, чтобы температура воды на выходе из экономайзера не была слишком высокой (обычно не более 90°C), иначе возможны гидроудары в экономайзере. Чтобы обеспечить более эффективный подогрев сетевой воды, в теплофикационных экономайзерах все трубы горизонтальных рядов включают параллельно (см. рис.2). Это требует установки дополнительных коллекторов и переключения калачей, соединяющих между собой оребренные трубы. Поскольку температура продуктов сгорания на выходе из котлов, предназначенных для работы в водогрейном режиме с частичной загрузкой или с пониженным температурным графиком, достаточно низка, необходимости в переборке экономайзера нет.

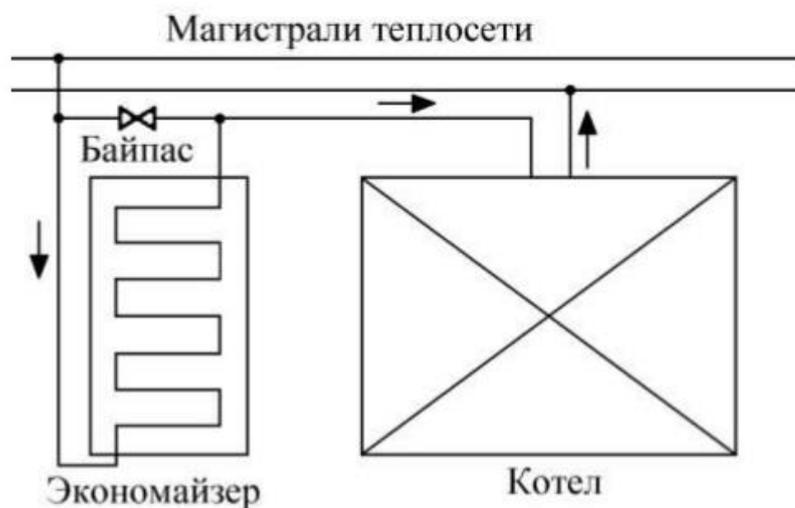


Рисунок 2 – Схема подключения котла и экономайзера к теплосети

Требования к режиму работы реконструированного котла

При эксплуатации котлов типа ДКВр в водогрейном режиме следует выполнять следующие требования [7]:

1. Температура воды на выходе из котла должна быть не менее 90°C при работе на газообразном и твердом топливе и не менее 110°C при работе на мазуте на всех нагрузках, в том числе при пусках котла. 2. Расход воды через котел должен быть при максимальной нагрузке не менее расчетной величины, определяемой в зависимости от разности температур воды на выходе и входе в котел и тепло производительности котла. 3. Допускается сезонное снижение расхода воды через котел до 50% от расчетной величины при соответствующем уменьшении тепло производительности котла.

4. Величина расхода воды через экономайзер должны быть на всех нагрузках равной расчетной паропроизводительности котла.

5. Давление воды на выходе из котла должно выбираться на всех нагрузках с учетом величины подогрева воды до кипения не менее чем на 20°C .

6. Качество сетевой и подпиточной воды должно соответствовать требованиям "Правил устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов".

Котел должен быть оборудован автоматическими приборами, прекращающими подачу топлива в топку котла в случаях:

а) повышения давления воды на выходе из котла более чем на 5% расчетного или разрешенного давления;

б) понижение давления воды на выходе из котла до значения соответствующего давлению насыщения при максимальной температуре воды на выходе из котла;

в) повышения температуры воды на выходе из котла до значения, соответствующего температуре насыщения при рабочем давлении на выходе из котла, уменьшенной на 20°C;

г) уменьшения расхода воды через котел до значения, при котором недогрев воды до кипения на выходе из котла при максимальной нагрузке и рабочем давлении на выходе из котла достигает 20°C.

Положительные стороны при переводе паровых котлов
в водогрейный режим

Эффективность реконструкции обусловлена тем, что перевод котлоагрегатов на водогрейный режим дает возможность без значительных затрат и снижения КПД повысить тепловую мощность котельных агрегатов на 15-20% (при работе на газе).

Кроме того, отпадает необходимость в дорогостоящей бойлерной установке и упрощается общая схема котельной. Снижаются затраты топлива и электроэнергии на собственные нужды, отпадает необходимость в питательных насосах, не требуется производить непрерывной продувки.

Имеющийся к настоящему времени опыт эксплуатации котельных установок, переоборудованных для работы в водогрейном режиме, показывает, что реконструкция котлов и перевод их на пониженные параметры работы обеспечивает высокоэффективную, устойчивую и надежную работу, а также создает благоприятные условия для обслуживающего персонала.

Реконструкция паровых котлов приводит к уменьшению себестоимости единицы отпускаемой потребителю теплоты. Опыт работы реконструированных котельных агрегатов показывает, что, работая в водогрейном режиме, котлы типа ДКВр обеспечивают бесперебойное получение сетевой воды рас-

четной температуры, высокую надежность в работе, хорошо держат заданные режимы, в процессе эксплуатации отсутствуют гидравлические удары.

Далее необходимо провести следующие расчеты:

Гидравлический расчет котла ;

Тепловой расчет котла ДКВр-10-13 переводимого на водогрейный режим работы;

Аэродинамический расчет котла;

Расчет реконструированной тепловой схемы котельной;

Водоподготовка котельной.

3 ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ

3.1 Исходные данные

Для проектирования системы теплоснабжения жилого квартала города Благовещенск принимаются климатические данные по г. Благовещенск. В таблице 3 приведенные климатические данные.

Таблица 3 – Климатические данные по г. Благовещенск

Город	Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С	Температура воздуха для проектирования вентиляции, °С	Продолжительно, сут., за период со среднесуточной температурой воздуха $t_{ха} \leq 8$ °С	Средняя температура воздуха, °С, за период со среднесуточной температурой воздуха $t_{ха} \leq 8$ °С	Средняя скорость ветра, м/с, за период со среднесуточной температурой воздуха $t_{ха} \leq 8$ °С
Благовещенск	- 35	- 35	218	- 10,6	2,9

В таблице 4 представлены размерные параметры отапливаемых объектов 40-го квартала.

Таблица 4 – Характеристики объектов жилого района.

№ дома	Наименование объекта	Общая площадь F, м ²	Высота здания L, м	Внутренняя температура зданий, t _{вн} ,	Удельная отопительная характеристика ккал/м ³ ч°С	Объем V, м ³
1	2	3	4	5	6	7
1	Жилой	7500	9	22	0,37	22500
2	Жилой	6375	9	22	0,37	19125
3	Прогимназия	5100	6	20	0,33	10200
4	Жилой	5175	15	22	0,37	25875
5	Жилой	420	3	22	0,725	420
6	Жилой	6375	9	22	0,37	19125

1	2	3	4	5	6	7
7	Жилой	2925	15	22	0,37	14625
8	Жилой	3150	15	22	0,37	15750
9	Жилой	8400	15	22	0,35	42000
10	Жилой	2040	15	22	0,35	42000
11	Жилой	2250	3	20	0,525	2250
12	Жилой	3570	15	22	0,37	17850
13	Диспансер	2175	9	20	0,36	6525
14	Жилой	2475	3	22	0,52	2475
15	Жилой	2100	3	22	0,53	2100
16	Жилой	5040	15	22	0,37	25200
17	Прогимназия	5100	6	20	0,39	10200
18	Колледж	5475	9	22	0,37	16425
19	Интернат №8	8100	6	18	0,33	24300
20	Жилой	4800	27	22	0,35	43200
21	Жилой	6600	15	22	0,36	33000
22	Жилой	750	6	22	0,57	1500
23	Жилой	5025	9	22	0,37	15075

На основе данных, предоставленных АО «Амурские коммунальные системы» произведём расчет тепловой сети обслуживаемой котельной, котлы которой переведены на водогрейный режим. Произведём расчёт отопления.

Отопление - искусственный обогрев помещений в холодный период года с целью возмещения в них теплопотерь и поддержания на заданном уровне температуры, отвечающей условиям теплового комфорта, а иногда и требованиям технологического процесса.

Тепловой комфорт чаще всего определяют температурой в помещениях. Так, например, в жилых помещениях наиболее благоприятной считается температура 18—22° С.

Для отопления потребителей необходимо разработать систему отопления, учитывая количество потребителей, длину линий для подачи теплоносителя потребителям и т.д.

Система отопления - это совокупность технических элементов, предназначенных для получения, переноса и передачи во все обогреваемые помещения количества теплоты, необходимого для поддержания температуры на заданном уровне.

3.2 Основные конструктивные элементы системы отопления:

1. теплоисточник (теплогенератор при местном или теплообменник при централизованном теплоснабжении) - элемент для получения теплоты;
2. теплопроводы - элемент для переноса теплоты от теплоисточника к отопительным приборам;
3. отопительные приборы - элемент для передачи теплоты в помещение.

Самое распространенное в России отопление - водяное. В этом случае тепло передается в помещения горячей водой, содержащейся в приборах отопления.

3.3 Расчетная тепловая нагрузка на отопление

В системах централизованного теплоснабжения (СЦТ) по тепловым сетям подается теплота различным тепловым потребителям. Несмотря на значительное разнообразие тепловой нагрузки, ее можно разбить на две группы по характеру протекания во времени:

- 1) сезонная;

Изменения сезонной нагрузки зависят от климатических условий: температуры наружного воздуха, направления и скорости ветра, солнечного излучения, влажности воздуха и т.п. Основную роль играет наружная температура. Сезонная нагрузка имеет сравнительно постоянный суточный график и переменный годовой график нагрузки. К сезонной тепловой нагрузке относятся отопление, вентиляция, кондиционирование воздуха.

- 2) круглогодичная.

К круглогодичной нагрузке относятся технологическая нагрузка и горячее водоснабжение.

График технологической нагрузки зависит от профиля производственных предприятий и режима их работы, а график нагрузки горячего водоснабжения — от благоустройства жилых и общественных зданий, состава населения и распорядка его рабочего дня, а также от режима работы коммунальных предприятий — бань, прачечных. Эти нагрузки имеют переменный суточный график. Годовые графики технологической нагрузки и нагрузки горячего водоснабжения также в определенной мере зависят от времени года. Как правило, летние нагрузки ниже зимних вследствие более высокой температуры перерабатываемого сырья и водопроводной воды, а также благодаря меньшим теплотерям теплопроводов и производственных трубопроводов.

Одна из первоочередных задач при проектировании и разработке режима эксплуатации систем централизованного теплоснабжения заключается в определении значений и характера тепловых нагрузок.

Произведём расчёт тепловых нагрузок на отопление и горячее водоснабжение на примере первого здания.

Расчетная тепловая нагрузка на отопления отдельного здания определяется по укрупненным показателям [2]:

$$Q_o^{\max} = \alpha V q_o (t_j - t_o) (1 + K_{u.p}) 10^{-6} \quad (45)$$

где α - поправочный коэффициент, учитывающий отличие расчетной температуры наружного воздуха для проектирования отопления t_o от $t_o = -34^\circ\text{C}$;

V - объем здания по наружному обмеру, м^3 ;

q_o - удельная отопительная характеристика здания при $t_o = -34^\circ\text{C}$, $\text{ккал}/\text{м}^3\text{ч}^\circ\text{C}$ [1];

t_o - расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления в местности, где расположено здание, $^\circ\text{C}$ [19];

t_j - расчетная температура воздуха в отапливаемом здании, $^\circ\text{C}$.

Коэффициент, обусловленной тепловым и ветровым напором, т.е. соотношение тепловых потерь зданием с инфильтрацией и теплопередачей через наружные ограждения при температуре наружного воздуха, расчетной для проектирования отопления называется расчетным коэффициентом инфильтрации и рассчитывается по следующей формуле/

Инфильтрация – процесс потери тепла, через неплотности здания.

Расчётный коэффициент инфильтрации $K_{и.р}$ определяется:

$$K_{и.р} = 10^{-2} \sqrt{\left[2gL \left(1 - \frac{273+t_o}{273+t_j} \right) + w_o^2 \right]} \quad (46)$$

где g - ускорение свободного падения, $м/с^2$;

L - свободная высота здания, $м$;

w_o - расчетная для данной местности скорость ветра в отопительный период, $м/с$; принимается по СНиП 23-01-99 [1].

Коэффициент инфильтрации на примере первого здания:

$$K_{и.р1} = 10^{-2} \sqrt{\left[2 \cdot 9,81 \cdot 9 \left(1 - \frac{273+33}{273+22} \right) + 2,4^2 \right]} = 0,062$$

Расчетная тепловая нагрузка на отопления отдельного 1 здания:

$$Q_{o1}^{\max} = \alpha V_1 q_{o1} (t_{j1} - t_o) (1 + K_{и.р1}) 10^{-6} \quad (47)$$

$$Q_{o1}^{\max} = 0,95 \cdot 22500 \cdot 0,37 (-33 - 22) (1 + 0,062) 10^{-6} = 0,56$$

Расчетная годовая нагрузка на отопление определяется по следующей формуле:

$$Q_o^r = Q_o^{\max} \cdot h_o \quad (48)$$

где h_o - длительность отопительного периода, ч.

Так как отопительный период длится 218 суток, в часах это будет 5232 часов.

$$Q_o^r = 0,56 \cdot 5232 = 2929,92 \text{ Гкал/ч.}$$

3.4 Расчетная тепловая нагрузки на горячее водоснабжение

Расход тепловой энергии на горячее водоснабжение жилых, общественных и производственных зданий следует принимать, учитывая индивидуальные проекты зданий или сооружений.

Для определение полной тепловой нагрузки потребителей необходимо так же знать сколько расходуется на горячее водоснабжение каждого здания данной тепловой сети и всей сети в сумме.

Расчетная тепловая нагрузка на горячее водоснабжение определяется по формуле:

$$Q_{ГВС} = \frac{aN(55 - t_c)10^{-6}}{T} \quad (49)$$

где a - норма затрат воды на горячее водоснабжение абонента, л/ед. измерения в сутки [12];

N - количество единиц измерения, отнесенное к суткам, количество жителей, учащихся в учебных заведениях и т.д.;

t_c - температура водопроводной воды в отопительный период, °С; при отсутствии достоверной информации принимается $t_c = 5$ °С;

T - продолжительность функционирования системы горячего водоснабжения абонента в сутки, принимаем 24 ч.

Так для первого здания:

$$Q_{ГВС} = \frac{a_1 N_1 (55 - t_c) 10^{-6}}{T} \quad (50)$$

$$Q_{ГВС} = \frac{250 \cdot 250 \cdot (55 - 5) 10^{-6}}{24} = 0,13 \text{ Гкал/ч.}$$

Годовой расход теплоты на горячее водоснабжение:

$$G_{звс}^{\Gamma} = Q_{звс} \cdot n_0 \quad (51)$$

где n_0 - длительность периода горячего водоснабжения, ч.

$$G_{звс1}^{\Gamma} = 0,13 \cdot 8040 = 951,6 \text{ Гкал/ч.}$$

Суммарные расчетные тепловые нагрузки квартала определяются по следующей формуле:

$$Q_{\Sigma \max} = Q_{\Sigma o}^{\max} + Q_{\Sigma ГВС} \quad (52)$$

где $Q_{\Sigma \max}$ - суммарные тепловые нагрузки квартала, Гкал/ч;

$Q_{\Sigma o}^{\max}$ - суммарная тепловая нагрузка на отопление, Гкал/ч;

$Q_{\Sigma ГВС}$ - суммарная тепловая нагрузка на горячие водоснабжение, Гкал/ч.

Результаты расчета тепловых нагрузок на отопление и на горячее водоснабжение сведем в таблицу 5.

Таблица 5 – Тепловые нагрузки 410 квартала

№ здания	V, м ³	q, ккал/ч	L, м	t, °С	Q _{омах} , Гкал/ч	Q ₀ ^Г , Гкал	Q _{ГВС} , Гкал/ч	Q _{ГВС} ^Г , Гкал
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	22500	0,37	9	22	0,517	2707	0,13	1047
2	19125	0,37	9	22	0,44	2301	0,111	889,844
3	10200	0,33	6	18	0,192	1005	4,25x10 ⁻³	34,17
4	25875	0,37	15	22	0,604	3160	0,034	274,491
5	420	0,725	3	18	0,017	90	7,292x10 ⁻³	58,625
6	19125	0,37	9	22	0,44	2301	0,111	889,844
7	14625	0,37	15	22	0,341	1786	0,051	408,281
8	15750	0,37	15	22	0,368	1923	0,055	439,688
9	42000	0,35	15	22	0,927	4 851	0,146	1173
10	42000	0,35	15	22	0,927	4851	0,035	284,75
11	2250	0,525	3	18	0,067	349	0,015	119,344
12	17850	0,37	15	22	0,417	2180	0,024	189,359
13	6525	0,36	9	22	0,146	764	0,036	291,45
14	2475	0,52	3	22	0,078	410	0,016	131,278
15	2100	0,53	3	22	0,068	354	0,014	111,387
16	25200	0,37	15	22	0,588	3077	0,088	703,5
17	10200	0,39	6	18	0,227	1187	4,25x10 ⁻³	34,17
18	16425	0,37	9	22	0,378	1976	7,604x10 ⁻³	61,137
19	24300	0,33	9	18	0,457	2394	6,75x10 ⁻³	54,27
20	43200	0,35	27	22	0,975	5103	0,063	509,2
21	33000	0,36	15	22	0,378	1976	0,044	350,075
22	1500	0,57	6	18	0,457	2394	0,013	104,688
23	15075	0,37	9	22	0,975	5103	0,024	196,394

Расчет приведен в приложении А.

4 ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЁТ

Гидравлический расчёт – алгоритм, в результате которого подбирают необходимый диаметр труб в данной системе. Так же позволяет подобрать циркуляционный насос, его напор и расход.

Гидравлический расчёт позволит сделать систему отопления экономически оптимальной.

Для проведения гидравлического расчета необходимо разбить тепловую сеть на участки, а затем для каждого из них определить тепловые нагрузки на отопление и горячее водоснабжение.

Расчетный расход теплоносителя на отопление, кг/с:

$$G_o^{\max} = \frac{Q_o^{\max}}{c \cdot (\tau_1' - \tau_2')}, \quad (53)$$

где $G_{o\max}$ - расчетный расход теплоносителя на отопление, кг/с;

c – теплоемкость воды, кДж/(кг · °C);

τ_1' - температура подающей магистрали, °C (принимаем $\tau_1' = 110$ °C);

τ_2' - температура обратной магистрали, °C (принимаем $\tau_2' = 70$ °C).

$$G_{\text{гвс}} = \frac{Q_{\text{гвс}}}{c \cdot (\tau_1' - \tau_2')}, \quad (54)$$

$$G_{o1}^{\max} = \frac{0,56}{3600 \cdot (110 - 70)} = 3,88 \text{ кг/с.}$$

Определим расчетный расход теплоносителя на горячее водоснабжение:

$$G_{\text{ГВС}} = \frac{Q_{\text{ГВС}}}{c \cdot (\tau_1' - \tau_2')} \quad (55)$$

$$G_{ГВС} = \frac{0,13}{3600 \cdot (110 - 70)} = 0,903 \text{ кг/с.}$$

4.1 Предварительный гидравлический расчет

Изначально выполняется предварительный гидравлический расчет. Дается величина удельных потерь на трение $R_{уд} = 5 \dots 8$ мм/м. Зная расходы на участках и удельные потери на трение, находим диаметр трубопровода $d_{вн}$.

Предварительный гидравлический расчет выполняется без учета потерь в местных сопротивлениях.

Зная расходы теплоносителя на участках и средние удельные потери на трение, находим диаметр $d_{вн}$ трубопровода и соответствующие значения $R_{уд}$.

Внутренний диаметр трубопровода определяется по формуле:

$$d_{вн} = \frac{0,117 \cdot G^{0,38}}{R_{уд}^{0,19}}, \quad (56)$$

где G - расход теплоносителя на участке, кг/с;

$d_{вн}$ - внутренний диаметр, м;

$R_{уд}$ - удельные потери, Па/м.

По вычисленному значению $d_{вн}$ подбирается стандартный диаметр, по которому уточняется величина удельных потерь.

Рассмотрим на примере второго участка:

$$d_{вн} = \frac{0,117 \cdot 38,466^{0,38}}{78,48^{0,19}} = 0,204 \text{ м.}$$

По вычисленному значению $d_{вн}$ подбирается стандартный диаметр, по которому уточняется величина удельных потерь $R_{уд}$:

$$R_{y\partial,y} = \frac{13,62 \cdot 10^{-6} \cdot G^2}{d_{cm}^{5,25}} \quad (57)$$

$$R_{y\partial,y} = \frac{13,62 \cdot 10^{-6} \cdot 38,466^2}{0,25^{5,25}} = 29,184 \text{ Па/м.}$$

Предварительный гидравлический расчет сводится в таблицу 6

Падение давления на расчётном участке в подающей или обратной магистрали определяется по формуле:

$$\Delta H = \frac{R_{y\partial} \cdot l_{\Sigma}}{9810} \quad (58)$$

где $R_{y\partial}$ - удельные потери, Па/м;

l_{Σ} – суммарная длина участка, м.

Рассмотрим на примере второго участка:

$$\Delta H = \frac{29,184 \cdot 176,4}{9810} = 0,163 \text{ м.}$$

Предварительный гидравлический расчет сведем в таблицу 6 , а окончательный гидравлический расчет в таблицу 6.

Таблица 6 – Предварительный гидравлический расчет

№ участка	Расчётные расходы теплоносителя, кг/с			l, м	d _{вн} , мм	R _{уд} , Па/м	R _{уд} × l, Па
	G _{от}	G _{ГВС}	G _{сум}				
1	2	3	4	5	6	7	8
1	-	-	80,504	223	0,296	49,05	10440
2	-	-	38,466	97	0,204	78,48	2683,8
3	1,333	0,03	1,363	147	0,063	49,05	4657,4

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8
4	-	-	37,103	18	0,207	68,67	461,052
5	3,055	0,769	3,823	11	0,093	49,05	389,532
6	3,594	0,904	4,498	12	0,099	49,05	206,724
7	-	-	28,782	95	0,2	68,67	4546,6
8	4,194	0,237	4,431	12	0,095	58,86	466,152
9	0,119	0,051	0,17	150	0,028	58,86	1140
10	-	-	24,181	46	0,181	58,86	1585,252
11	3,055	0,769	3,823	10	0,093	49,05	299,61
12	-	-	20,358	44	0,176	49,05	2199,78
13	2,37	0,353	2,723	20	0,077	68,67	349,26
14	-	-	17,635	76	0,161	58,86	2836,24
15	2,553	0,38	2,932	36	0,084	49,05	609,192
16	-	-	14,703	56	0,15	58,86	1492,28
17	6,439	1,013	7,452	18	0,12	49,05	299,844
18	-	-	7,251	77	0,111	68,87	2679,6
19	6,439	0,246	6,685	6	0,115	49,05	177,8
20	0,463	0,103	0,566	164	0,045	49,05	13480
21	-	-	42,038	64	0,231	49,05	2139,6
22	1,014	0,252	1,266	44	0,061	49,05	964,876
23	2,893	0,164	3,057	23	0,085	49,05	458,666
24	-	-	37,716	43	0,203	78,48	1168,74
25	0,544	0,113	0,658	14	0,048	49,05	560,448
26	-	-	37,058	46	0,22	49,05	1206,258
27	0,471	0,096	0,567	20	0,045	49,05	552,38
28	-	-	36,491	132	0,219	49,05	3358,34
29	4,084	0,608	4,692	13	0,1	49,05	196,001
30	-	-	4,282	56	0,094	58,86	2290,904

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8
31	1,5576	0,03	1,606	107	0,067	68,67	3682,72
32	2,623	0,053	2,676	200	0,076	78,48	10826,2
33	-	-	27,517	211	0,197	78,48	10025,87
34	3,177	0,047	3,224	20	0,087	39,24	402,78
35	-	-	24,293	179	0,188	78,48	13717,66
36	6,773	0,44	7,213	11	0,118	39,24	437,129
37	-	-	17,081	83	0,144	58,86	3137,068
38	2,623	0,302	2,926	6	0,088	39,24	120,648
39	-	-	14,155	92	0,127	68,67	5408,58
40	3,177	0,09	3,267	29	0,091	39,24	1152,431
41	6,773	0,17	6,942	71	0,113	58,86	2615,78

где l – длина участка, м;

ΔH – потери на участке без учета местных сопротивлений, Па.

4.2 Уточненный гидравлический расчет.

Таблица 7 – Уточненный гидравлический расчет

№ участка	$G_{\text{сум}}$, кг/с	l , м	l_0 , м	$l+l_0$, м	$d_{\text{вн}}$, мм	$R_{\text{уд}}$, Па/м	H , Па
1	2	3	4	5	6	7	8
1	80,504	223	44,6	267,6	0,3	44,346	0,163
2	38,466	97	19,4	116,4	0,25	27,153	1,107
3	1,363	147	29,4	176,4	0,07	29,273	0,161
4	37,103	18	3,6	21,6	0,25	27,153	0,428
5	3,823	11	2,2	13,2	0,1	35,401	0,156
6	4,498	12	2,4	14,4	0,1	48,9	0,18
7	28,782	95	19	114	0,1	52,725	0,155
8	4,431	12	2,4	14,4	0,1	47,547	0,39
9	0,17	150	30	180	0,04	8,594	0,079

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6	7	8
10	24,181	46	9,2	55,2	0,2	37,216	0,41
11	3,823	10	2	12	0,1	35,401	0,156
12	20,358	44	8,8	52,8	0,02	26,379	0,116
13	2,723	20	4	24	0,08	57,947	0,744
14	17,635	76	15,2	91,2	0,175	39,902	0,322
15	2,932	36	7,2	43,2	0,1	20,827	0,092
16	14,703	56	11,2	67,2	0,15	62,302	0,526
17	7,452	18	3,6	21,6	0,125	41,68	0,199
18	7,251	77	15,4	92,4	0,125	39,464	0,507
19	6,685	6	1,2	7,2	0,125	33,543	0,189
20	0,566	164	32,8	196,8	0,05	29,533	0,054
21	42,038	64	12,8	76,8	0,25	28,564	0,042
22	1,266	44	8,8	52,8	0,07	23,762	0,131
23	3,057	23	4,6	27,6	0,1	22,628	0,066
24	37,716	43	8,6	51,6	0,25	22,494	0,564
25	0,658	14	2,8	16,8	0,05	39,882	0,073
26	37,058	46	9,2	55,2	0,25	21,626	0,056
27	0,567	20	4	24	0,05	29,634	0,076
28	36,491	132	26,4	158,4	0,25	20,829	0,092
29	4,692	13	2,6	15,6	0,1	53,317	0,157
30	4,282	56	11,2	67,2	0,1	44,403	0,293
31	1,606	107	21,4	128,4	0,07	40,613	0,149
32	2,676	200	40	240	0,08	55,972	1,006
33	27,517	211	42,2	252,2	0,2	35,365	0,078
34	3,224	20	4	24	0,1	25,174	0,123
35	24,293	179	35,8	214,8	0,2	26,353	0,058
36	7,213	11	2,2	13,2	0,125	39,047	0,186

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6	7	8
37	17,081	83	16,6	99,6	0,15	49,728	0,505
38	2,926	6	1,2	7,2	0,1	20,732	0,015
39	14,155	92	18,4	110,4	0,15	30,043	0,338
40	3,267	29	5,8	34,8	0,1	25,859	0,092
41	6,942	71	14,2	85,2	0,125	36,176	0,314

Расчет приведен в приложении А.

5 РАСЧЕТ ТЕПЛОВЫХ ПОТЕРЬ

5.1 Прокладка трубопровода

Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии разрабатываются для каждой организации, эксплуатирующей тепловые сети для передачи тепловой энергии потребителям. Разработка нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии осуществляется выполнением расчетов нормативов для тепловой сети каждой системы теплоснабжения.

Основными видами прокладками трубопроводов являются подземная и надземная.

Тепловые сети прокладываются наземным или подземным (крайне редко) способами. При надземной прокладке трубопроводы укладываются на эстакадах или на отдельно стоящих опорах. При подземном способе трубопроводы прокладываются в непроходных каналах.

5.2 Нормативные значения потерь теплоносителя за год с его нормируемой утечкой

Нормативные значения потерь теплоносителя за год с его нормируемой утечкой, м^3 , определяются по формуле:

$$G_{\text{ут.г.н}} = a \times V_{\text{год}} \times n_{\text{год}} 10^{-2} = m_{\text{ут.год.н}} n_{\text{год}}, \quad (59)$$

где a - норма среднегодовой утечки теплоносителя, $\text{м}^3/\text{ч} \cdot \text{м}^3$, установленная правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей, а также правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок, в пределах 0,25% среднегодовой емкости трубопроводов тепловых сетей в час;

$V_{\text{год}}$ - среднегодовая емкость трубопроводов тепловых сетей, эксплуатируемых теплосетевой организацией, м^3 ;

$n_{\text{год}}$ - продолжительность функционирования тепловых сетей в году, ч;

$m_{\text{ут.год.н}}$ - среднегодовая норма потерь теплоносителя, обусловленных утечкой, $\text{м}^3/\text{ч}$.

Среднегодовой объем сетевой воды в трубопроводах тепловой сети и системах теплоснабжения определяется по формуле, м³:

$$V_{год} = \frac{(V_{отоп} \cdot n_{отоп} + V_{л} \cdot n_{л})}{n_{год}} \quad (60)$$

где $V_{отоп}$ и $V_{л}$ - емкость трубопроводов тепловых сетей в отопительном и неотопительном периодах, м³;

$n_{отоп}$ и $n_{л}$ - продолжительность функционирования тепловых сетей в отопительном и неотопительном периодах, ч.

Определение нормативных технологических потерь тепловой энергии, Гкал, обусловленных потерями теплоносителя производится по формуле:

$$Q_{у.н.} = m_{у.год.н} \rho_{год} c [b \tau_{1год} + (1-b) \tau_{2год} - \tau_{х.год}] n_{год} 10^{-6}, \quad (61)$$

где $\rho_{год}$ - среднегодовая плотность теплоносителя при средней (с учетом б) температуре теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети, кг/ м³;

b - доля массового расхода теплоносителя, теряемого подающим трубопроводом тепловой сети (принимается 0,6);

$\tau_{1год}$ и $\tau_{2год}$ - среднегодовые значения температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети по температурному графику регулирования тепловой нагрузки, °С;

$\tau_{х.год}$ - среднегодовое значение температуры исходной воды, подаваемой на источник теплоснабжения и используемой для подпитки тепловой сети, °С;

c - удельная теплоемкость теплоносителя, ккал/кг °С.

Нормативные технологические затраты тепловой энергии на заполнение новых участков трубопроводов и после плановых ремонтов, Гкал, определяются:

$$Q_{\text{зап.}} = 1,5 \cdot V_{\text{тр.з}} \cdot \rho_{\text{зап}} \cdot c \cdot (\tau_{\text{зап}} - \tau_x) 10^{-6} \quad (62)$$

где $V_{\text{тр.з}}$ - емкость заполняемых трубопроводов тепловых сетей, эксплуатируемых теплосетевой организацией, м³;

$\rho_{\text{зап}}$ - плотность воды, используемой для заполнения, кг/ м³;

$\tau_{\text{зап}}$ - температура воды, используемой для заполнения, °С;

τ_x - температура исходной воды, подаваемой на источник тепловой энергии в период заполнения, °С.

Определение нормативных значений часовых тепловых потерь, Гкал/ч, для среднегодовых условий эксплуатации трубопроводов тепловых сетей производится по формуле:

$$Q_{\text{из.н.год}} = \sum (q_{\text{из.н}} L \beta) 10^{-6}, \quad (63)$$

где $q_{\text{из.н}}$ - удельные часовые тепловые потери трубопроводами каждого диаметра, определенные пересчетом табличных значений норм удельных часовых тепловых потерь на среднегодовые условия эксплуатации, ккал/ч·м;

L - длина участка трубопроводов тепловой сети, м;

β - коэффициент местных тепловых потерь, учитывающий тепловые потери запорной и другой арматурой, компенсаторами и опорами.

Результаты расчета тепловых потерь приведены в приложении В.

6 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ КОТЕЛЬНОЙ

6.1 Выбор насосов

Насосы сетевые применяются для перекачивания горячей воды в системах тепловых сетей.

По установленным правилам в СНиП II-35-76 «Котельные установки» количество сетевых насосов должно быть не менее двух.

$$G_{\Sigma} = 74,276 \text{ кг} / \text{сек} = 267,393 \text{ м}^3 / \text{час}$$

Выбираем насос СЭ 500-70-16-Т

Насосы типа СЭ (насосы сетевые центробежные горизонтальные для питания тепловых сетей водой). Назначение насосов типа СЭ это перекачивание воды с температурой до 180 °С в тепловых сетях.

Структура обозначения СЭ 500-70-16 Т: СЭ – тип насоса (сетевой электронасос); 500 – номинальная подача, м³/ч; 70 – напор, м; 16 – модификация насоса;

Таблица 8 – Характеристики насоса

Марка насоса	Подача, м ³ /ч	Напор, м	Частота вращения, об/мин	Мощность двигателя, кВт
СЭ 500-70-16 Т	500	70	3000	160

Насосы СЭ монтируют в котельных и являются частью централизованных систем теплоснабжения. Особенности данного типа насосов являются специальные решения по охлаждению узлов уплотнения и исполнение рабочего колеса и проточной части из высокопрочного чугуна.

6.2 Выбор подпиточных насосов

Насос, применяемый в системе водяного отопления, присоединяемой по независимой схеме к тепловой сети централизованной системы теплоснабжения.

Для рассматриваемой котельной применяются подпиточные насосы К 20/30.

При выборе подпиточных насосов, подачу насоса - в размере 10 % объема воды, находящейся в трубопроводах тепловой сети и систем отопления [18].

$$G = 0,1 \cdot G_{\Sigma} \quad (64)$$

$$G = 0,01 \cdot 74,276 = 7,427 \text{ кг / сек}$$

Таблица 7 – Технические характеристики насоса

Название агрегата	Номинальная подача, м ³ /ч	Номинальный напор, м	Электродвигатель		
			марка	кВт	об/мин
К 20/30	20	30	АОЛ2-32-2	4	2900

6.3 Выбор тепловой изоляции труб

Теплоизоляционная конструкция должна обеспечивать нормативный уровень тепловых потерь оборудованием и трубопроводами, безопасную для человека температуру их наружных поверхностей, требуемые параметры теплоносителя при эксплуатации.

Конструкции тепловой изоляции трубопроводов и оборудования должны отвечать требованиям:

1) энергоэффективности - иметь оптимальное соотношение между стоимостью теплоизоляционной конструкции и стоимостью тепловых потерь через изоляцию в течение расчетного срока эксплуатации;

2) эксплуатационной надежности и долговечности - выдерживать без

снижения теплозащитных свойств и разрушения эксплуатационные, температурные, механические, химические и другие воздействия в течение расчетного срока эксплуатации;

3) безопасности для окружающей среды и обслуживающего персонала при эксплуатации и утилизации [СНиП 41-03-2003].

Материалы, используемые в теплоизоляционных конструкциях, не должны выделять в процессе эксплуатации вредные, пожароопасные и взрывоопасные, неприятно пахнущие вещества, а также болезнетворные бактерии, вирусы и грибки, в количествах, превышающих предельно допустимые концентрации, установленные в санитарных нормах.

При выборе материалов и изделий теплоизоляционных конструкций следует учитывать (для 20 °С и выше):

- 1) месторасположение изолируемого объекта;
- 2) температуру изолируемой поверхности;
- 3) температуру окружающей среды;
- 4) требования пожарной безопасности;
- 5) агрессивность окружающей среды или веществ, содержащихся в изолируемых объектах;
- 6) коррозионное воздействие;
- 7) материал поверхности изолируемого объекта;
- 8) допустимые нагрузки на изолируемую поверхность;
- 9) наличие вибрации и ударных воздействий;
- 10) требуемую долговечность теплоизоляционной конструкции;
- 11) санитарно-гигиенические требования;
- 12) температуру применения теплоизоляционного материала;
- 13) теплопроводность теплоизоляционного материала;
- 14) температурные деформации изолируемых поверхностей;
- 15) конфигурацию и размеры изолируемой поверхности;
- 16) условия монтажа (стесненность, высотность, сезонность и др.).

В состав конструкции тепловой изоляции в качестве обязательных эле-

ментов входит (для поверхностей с положительной температурой):

- 1) теплоизоляционный слой;
- 2) покровный слой;
- 3) элементы крепления.

В состав конструкции тепловой изоляции в качестве обязательных элементов входит (для поверхностей с отрицательной температурой):

- 1) теплоизоляционный слой;
- 2) пароизоляционный слой;
- 3) покровный слой;
- 4) элементы крепления.

Пароизоляционный слой следует предусматривать также при температуре изолируемой поверхности ниже 12 °С.

Необходимость установки пароизоляционного слоя в конструкции тепловой изоляции для поверхностей с переменным температурным режимом (от положительной к отрицательной температуре и наоборот) определяется расчетом для исключения накопления влаги в теплоизоляционной конструкции

Антикоррозионные покрытия изолируемой поверхности не входят в состав теплоизоляционных конструкций.

Так же стоит отметить, что в зависимости от применяемых конструктивных решений, в состав конструкции могут входить:

- 1) выравнивающий слой;
- 2) предохранительный слой.

Предохранительный слой следует предусматривать при применении металлического покровного слоя для предотвращения повреждения пароизоляционных материалов [СП 61.13330.2012].

В рассматриваемой системе теплоснабжения тепловая изоляция выполнена из минералваты. Данная изоляция используется с советских времен и имеет наибольшее распространение на теплосетях.

Материалы на основе минеральных и базальтовых ват, укладываемые на трубопроводы в виде матов и скорлуп. Материалы укрываются оцинкованными

лентами и листами или асбоцементными составами с целью укрытия от ультрафиолетового излучения и повышения жесткости конструкции. Для защиты от коррозии применяется антикоррозионное покрытие в виде лаков, красок и мастик.

Преимущества:

- а) высокая пожаробезопасность;
- б) устойчива к ультрафиолетовому излучению;
- в) высокая ремонтпригодность при внешней прокладке - подлежит восстановлению на месте;
- г) экологически безопасна.

Недостатки:

- а) высокие тепловые потери и низкая влагоизоляция;
- б) низкая стойкость антикоррозионных покрытий;
- в) невозможность бесканальной прокладки, то есть дополнительные затраты на монтаж каналов;
- г) высокий уровень трудозатрат и продолжительные сроки выполнения работ;
- д) отсутствие возможности контроля после нанесения изоляции, низкая вандалоустойчивость.

Был рассмотрен альтернативный вариант в силу улучшенной способности теплоизоляционных свойств. Таковым вариантом является пенополимерминеральная изоляция (ППМ). Данная изоляция уменьшает потери тепла на 20-30%

Теплоизоляция труб ППМ - это разработка российских ученых. При выполнении теплоизоляции смесь жидких компонентов пенополиуретана и неорганического зернистого материала (песок, щебень, крошка и другое), заливается равномерно между разъемной формой и изолируемой трубой. Вспененный материал легко заполняет свободное пространство и затвердевает. Труба с изоляцией легко удаляется из формы за счет применения слоя покрытия. Дозирование материалов обеспечивается весовым или объемным методом. Контроль изоляции на трубах доступный по всей длине – визуальный, по твердо-

сти внешней корки и другим показателям на образцах, взятых непосредственно из покрытия, при этом трубы не бракуются, а легко восстанавливаются. Весь необходимый набор фасонных изделий и запорной арматуры изготавливается в ППМ по специальным формам. Прочность адгезионной связи материал трубы – изоляция определен системой применяемых компонентов и не требует использования антикоррозионной защиты [Анализ современных видов изоляции трубопроводов].

Преимущества:

а) сочетание эластичности и, в то же время, твердости, которые дают широкий диапазон использования;

б) низкий коэффициент теплопроводности (0,044 Вт/м·К);

в) долговечность и надежность службы 25-30 лет;

г) высокая технологичность на современном оборудовании;

д) устойчивость против коррозии;

е) биологически нейтральна, химически стойка к воздействию слабых кислот и щелочей, морской воды и действию микроорганизмов, плесени, гниению;

ж) низкое водопоглощение;

з) отсутствует необходимость в системе ОДК для постоянного контроля за увлажнением ППМ изоляции, что существенно снижает затраты на эксплуатацию;

и) эксплуатация при температуре окружающей среды от -80°C до +130°C;

к) возможность вариации толщиной слоя изоляции для учета требований различных климатических условий (использование более толстого слоя изоляции для северных районов)

л) возможность бестраншейной прокладки.

м) изолирование стыков в полевых условиях не требует специального оборудования и оснастки;

н) при получении значительных дефектов изоляции в результате опера-

ций перемещения и монтажа труб в ППМ, все ремонтные работы производятся в полевых условиях.

о) высокая вандалоустойчивость при работе (транспортировке и монтаже) с трубами в ППМ связана с высокой прочностью поверхностного слоя и отсутствием оцинкованного покрытия.

Недостатки:

а) при наземной прокладке необходима защита от воздействия ультрафиолетовых лучей с помощью кремний органических или фасадных акриловых красок;

б) низкая пожаростойкость;

в) необходимость укрытия при хранении перед подземной прокладкой от длительного воздействия ультрафиолетовых лучей.

6.4 Водоподготовка

Методы водоподготовки

Жидкость, используемая в теплоэнергетике, подлежит обязательному очищению, как перед ее применением, так и после него. Прохождение через очистительные сооружения позволяет защитить трубы и котлы от возникновения коррозий, образования накипи, а также обеззаразить стоки для дальнейшего их возврата в окружающую среду.

Водоподготовка позволяет выявить необходимость использования определенных реагентов и составить оптимальную схему очистительного сооружения.

На сегодняшний день цель реконструкции системы химической водоподготовки котельной заключается в получении более качественного сырья при минимальной затрате средств.

Одним из самых современных, эффективных и безопасных методов является водоподготовка озонированием для получения деминерализованной воды производительностью 100 л/час, активно использующая высокие окислительные свойства озона. Он способен окислить как растворенные соли, так и металлы. При этом предотвращается опасность использования препаратов хлора, озони-

рование воды очищенной в системах водоподготовки позволяет не только обезвредить химикаты, но и насытить жидкость кислородом, образующимся в результате реакции окисления. Такой способ дает возможность избежать применения таких химикатов, как хлор, гипохлорит натрия и др. Он решает главную проблему фильтрации воды для котельных – это ее обессоливание и обезжелезивание. Применяемые картриджи для станции озонной водоподготовки практически полностью очищают жидкость до состояния готовой к употреблению. Метод не получил повсеместного распространения из-за своей высокой энергозатратности. Постоянная выработка оборудованием озона требует большого количества электричества, что для многих предприятий слишком дорого.

С целью снижения расходов многие предприятия отдают предпочтение автоматическому управлению процессом водоподготовки для котельных, сертификаты которых говорят о соответствии техники всем установленным стандартам. Применение современных фильтров для обессоливания или осветления воды обеспечивает высокие результаты, которые уберегут технику от образования накипи и коррозий.

Одной из важнейших задач водоподготовка на котельных ставит устранение известкового налета. Наиболее распространенным является термический метод. Суть его заключается в увеличении температуры жидкости до такого показателя, при котором будут разрушаться соли вредных веществ. Метод подходит не для всех случаев, потому что растворяет лишь часть химикатов. Более действенным считается магнитная водоподготовка, использование ультразвука для котельных, которые не только разрушают соли кальция и магния при помощи постоянного магнитного поля, но и не дают им оседать на сорбционных элементах. Они откладываются в виде мягкого шлама в специальных резервуарах. Данный метод эффективен не только для умягчения жидкости, но также хорошо зарекомендовал себя в борьбе с бактериями и другими химическими веществами.

Помимо устранения солей из жидкостей очень важной для котельной является нейтрализация железа, находящегося в ней. Его присутствие может при-

вести к поломке котлоагрегата. Для решения этой проблемы можно использовать аппарат электромагнитной водоподготовки, который при помощи ионного обмена нейтрализует анионы и катионы железа. Кроме устранения этого вещества, аппарат справляется также с множеством других видов загрязнений. Такие процессы, как деминерализация, обеззараживание оборотной воды на котельной могут осуществляться при помощи УФ-излучения. Для этого необходимы специальные камеры с входом и выходом для воды и лампой, которая и будет основным элементом этой схемы. Жидкость, подвергшаяся воздействию УФ-лучей, будет направляться в котлоагрегат, а образовавшийся шлам удаляется из резервуара. Стандартная водоподготовка на котельной химическая водоочистка обезжелезивание, при которой является обязательной процедурой, может проходить как с использованием реагентов, так и без них. Для фильтрации железа можно применять системы обратного осмоса, озонирование, ионообменный метод и другие. Выбор зависит от объемов используемой жидкости и степени ее загрязнения. Нельзя говорить об универсальности какого-либо способа, потому что каждый из них имеет свои плюсы и минусы, характерные только для него.

7 ЗНАЧИМОСТЬ ПЕРЕВОДА КОТЛОВ НА ВОДОГРЕЙНЫЙ РЕЖИМ ДЛЯ КОТЕЛЬНОЙ

Котельная установка состоит из котла и вспомогательного оборудования. Устройства, предназначенные для получения пара или горячей воды повышенного давления за счет теплоты, выделяемой при сжигании топлива, или теплоты, подводимой от посторонних источников (обычно с горячими газами), называют котельными агрегатами. Они делятся соответственно на котлы паровые и котлы водогрейные. Котельные агрегаты, использующие (т.е. утилизирующие) теплоту отходящих из печей газов или других основных и побочных продуктов различных технологических процессов, называют котлами-утилизаторами.

В состав котла входят: топка, пароперегреватель, экономайзер, воздухоподогреватель, каркас, обмуровка; тепловая изоляция, обшивка.

К вспомогательному оборудованию относятся: тягодутьевые машины, устройства очистки поверхностей нагрева, устройства топливоприготовления и топливоподдачи, оборудование шлако- и золоудаления, золоулавливающие и другие газоочистительные устройства, газовоздухопроводы, трубопроводы воды, пара и топлива, арматура, гарнитура, автоматика, приборы и устройства контроля и защиты, водоподготовительное оборудование и дымовая труба.

К арматуре относят: регулирующие и запорные устройства, предохранительные и водопробные клапаны, манометры и водоуказательные приборы.

В гарнитуру входят: лазы, гляделки, люки, шиберы и заслонки. Здание, в котором располагаются котлы, называют котельной.

Комплекс устройств, включающий в себя котельный агрегат и вспомогательное оборудование, называют котельной установкой. В зависимости от вида сжигаемого топлива и других условий некоторые из указанных элементов вспомогательного оборудования могут отсутствовать.

Котельные установки, снабжающие паром турбины тепловых электрических станций, называют энергетическими. Для снабжения паром производ-

ственных потребителей и отопления зданий в ряде случаев создают специальные производственные и отопительные котельные установки.

В качестве источников теплоты для котельных установок используются природные и искусственные топлива (каменный уголь, жидкие и газообразные продукты нефтехимической переработки, природный и доменный газы и др.), отходящие газы промышленных печей и других устройств, солнечная энергия, энергия деления ядер тяжелых элементов (урана, плутония) и т.д. Котельные установки с производительностью свыше 10 Гкал обязательно должны иметь основное и резервное топливо.

Котельная 410 квартала г. Благовещенска вырабатывает тепловую энергию на отопления, горячего водоснабжения административных и производственных помещений, а так же покрытия нужд предприятия. В котельной в настоящее время установлены три паровых котла ДКВР-10-13 работающих на угле 2БР. Для повышения КПД котельной, уменьшения затрат на топливо, в том числе повышения эффективности и рационального использования энергии сгорания топлива в котлах, необходимо произвести перевод котельной с парового на водогрейный режим. Использование паровых котлов в качестве водогрейных позволяет повысить производительность котельных установок и уменьшить затраты на собственные нужды, связанные с эксплуатацией питательных насосов, теплообменников сетевой воды и оборудования непрерывной продувки, а также сократить расходы на подготовку воды, и существенно снизить расходы топлива, в следствии чего повысить эффективность работы котельной.

Исходными данными для работы являются сведения, полученные в АО «Амурские коммунальные системы».

Основными направлениями экономического и социального развития России является широкая перспектива совершенствования и развития топливно-энергетического комплекса страны.

В настоящее время, из-за отсутствия средств на обновление основного оборудования и новое строительство, самым эффективным для отопительных котельных, не имеющих отбора пара на технологические нужды, является пере-

вод в водогрейный режим по температурному графику 115 - 70 °С [1]. Преимуществом такого решения является:

- значительное снижение температуры металла котлов за счет снижения средней температуры воды со 194 до 92,5 °С;

- возможность непосредственного включения котлов в систему теплоснабжения с температурными графиками: 95-70, 105-70, 115-70, 130-70, со врезкой на 115 без изменения диаметров тепловой сети;

- отказ от пароводяных подогревателей, что дает 2-3% экономии на теплопередаче; -значительное (до 93,5-94%) увеличение КПД котлоагрегатов; -недорогие изменения и доработки в автоматике безопасности и регулирования.

Все эти факторы дают увеличение КПД котельной на 5-6%.

При переводе котельного агрегата на водогрейный режим необходимо провести гидравлический расчет. Это необходимо, для обеспечения надежности в работе поверхностей нагрева и с установлением давления в отдельных элементах котла.

Согласно 4 листу, сетевая вода через котельный агрегат транспортируется в такой последовательности: обратная вода из обратной сети центробежным насосом транспортируется вначале через экономайзер, затем последовательно через экранные контуры и трубы конвективного пучка. После экономайзера вода, нагретая продуктами сгорания после их движения через газоотходы котла на 3—5 градусов, направляется в распределительную гребенку экранных контуров.

Все экранные контуры котла заполняются сетевой водой параллельно. После распределительной гребенки вода транспортируется в нижние коллекторы каждого из экранов. Коллекторы нижних Рис.1. Расчетная схема движения воды через котлоагрегат ДКВр -10/13 экранов соединены с транспортными трубами, подающими воду, переходными патрубками и распределительными гребенками. Последующее движение воды осуществляется через подъемные трубы каждого из экранов.

Из всех четырех экранов (фронтальной, задней и две боковых) вода направляется в фронтальной отсек верхнего барабана котла, который отделен от остальной части барабана сплошной перегородкой, специально устанавливаемой для этой цели.

Из фронтальной отсека верхнего барабана вода транспортируется далее по необогреваемой трубе в первый отсек нижнего барабана котла. Первый отсек нижнего барабана отделен от второго отсека сплошной перегородкой, установленной между 13 и 14 рядами труб конвективного пучка.

Вода из первого отсека нижнего барабана транспортируется в отсек тыльной части верхнего барабана, а затем по трубам 14-го ряда заполняет второй отсек нижнего барабана. Из второго отсека нижнего барабана вода транспортируется далее вверх в средний отсек верхнего барабана, откуда и направляется в теплотель.

Энергосбережение - это уменьшение потребления топлива, тепловой и электрической энергии за счет их наиболее полного и рационального использования во всех сферах деятельности человека. Энергосбережение имеет важное значение для развития мировой экономики и в особенности для развития экономики нашей страны.

Выбрасываемые при сжигании топлива в атмосферу вещества (CO_2 , N_2O , SO_2) и продукты их химических превращений в атмосфере приводят к разрушению озонового слоя, усилению парникового эффекта, появлению кислотных дождей. Увеличивая рост эмиссии углекислого газа, человечество вносит свою долю в общее повышение температуры земной поверхности и изменение климата. Существующие методы очистки не могут полностью избавить от негативных последствий выбросов. Одновременно загрязняются и поверхностные водоемы - как за счет их нагрева, так и при промывке продуктов сгорания.

Наиболее эффективным способом снижения вредных выбросов в атмосферу является уменьшение объема сжигаемого топлива за счет рационального использования вторичной энергии.

Таким образом, энергосбережение способствует улучшению экологии окружающей среды. Этот фактор особенно важен для теплоэнергетики, базирующейся в основном на топливоиспользующих установках.

Утилизация тепловых энергетических отходов непосредственно связана с экологическими мероприятиями, так как за счет этого достигается снижение вредных выбросов пропорционально сэкономленному топливу. Нами предложен метод сжигания выбросов окислов азота, который совмещен с утилизацией теплоты и уловленных компонентов абсорбционным способом.

8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

8.1 Безопасность

Основная цель безопасности - предотвращение и/или минимизация последствий аварий на опасных производственных объектах. Авария - разрушение сооружений и (или) технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, неконтролируемый взрыв и (или) выброс опасных веществ. Основная цель охраны труда - сохранение жизни и здоровья работников.

Требования безопасности:

1. Соблюдать положения Федерального закона N116-ФЗ, других федеральных законов и иных нормативных правовых актов Российской Федерации, а также нормативных технических документов в области промышленной безопасности;

2. Иметь лицензию на эксплуатацию опасного производственного объекта;

3. Обеспечивать укомплектованность штата работников опасного производственного объекта в соответствии с установленными требованиями;

4. Допускать к работе на опасном производственном объекте лиц, удовлетворяющих соответствующим квалификационным требованиям и не имеющих медицинских противопоказаний к указанной работе;

5. Обеспечивать проведение подготовки и аттестации работников в области промышленной безопасности. Подготовка может быть в форме самоподготовки. Котельные установки относятся к пожара-взрывоопасным объектам т.к. при их эксплуатации возможна реализация следующих потенциальных опасностей (основных):

- физические взрывы систем, работающих под давлением;
- разрушение трубопроводов с паром и горячей водой за счёт температурных градиентов, обусловленных отложением солей жёсткости (накипи) из нагреваемой воды на нагретых поверхностях;

– загрязнение атмосферы, гидросферы и литосферы газообразными, аэрозольными, жидкими и твердыми отходами;

– загрязнение окружающей природной среды неиспользованной теплотой отходящих газов, охлаждающей воды и твердофазных отходов.

С целью безопасной эксплуатации котельных установок применяется следующая арматура безопасности:

1. Манометры, для контроля давления среды (воды, пара и др.);
2. Предохранительные устройства для сброса избыточного давления рабочей среды (разрывные мембраны, предохранительные клапаны, и др.);
3. Парозапорные вентили для отключения котельной от паровой магистрали;
4. Водозапорные вентили (задвижки) для впуска воды в КУ и регулирование её количества;
5. Обратный питательный клапан, предотвращающий пропуск воды из котельной обратно в питательную магистраль при аварии на питательном трубопроводе;
6. Воздушные клапаны для удаления из котельной воздуха и др. газов.

Вся арматура должна иметь сертификаты (паспорта), где отражаются параметры эксплуатации, схемы включения в технологическую систему и др. сведения. Соединения трубопроводов котельных установок выполняются фланцевыми или сварными.

Котельные установки оборудуются также необходимой гарнитурой безопасности:

Заслонки и шиберы для регулирования тяги и дутья;

1. Лазы в обмуровке для осмотра топочной камеры, газоходов и др. поверхностей нагрева и футеровки;
2. Предохранительные взрывные клапаны для защиты обмуровки и каркаса КУ от разрушений при взрывах горючей смеси в топке и газоходах;
3. Затворы на шлаковых и золовых бункерах для удаления шлака и золы из топки, газоходов и др. мест.

В целях предупреждения взрывов автоматически контролируется температура топочных газов, пара и воды, причём системы контроля блокируются с питательными системами (по топливу и воде), которые отключаются при превышении критических величин температур.

Особое значение для безопасной эксплуатации являются, умягчение питательной воды с целью предупреждения образования накипи на нагретых поверхностях. При умягчении (обессоливании) воды из неё удаляют соли жесткости ($\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$; $\text{Mg}(\text{HCO}_3)_2$; CaSO_4 ; MgSO_4 ; MgCl_2) обеспечивающие карбонатную и некарбонатную жёсткость воды.

Умягчение питательной воды производится при помощи ионообменных смол (катиониты и аниониты), а также реагентными методами (обработка кислотами с выпадением солей жёсткости в осадок).

8.2 Экологичность проекта

При работе котельных происходит **загрязнение атмосферы и водоемов вредными выбросами.**

Загрязнение атмосферы. Вредные выбросы в атмосферу поступают в виде твердых частиц (зола и сажа), а также газообразных токсичных веществ: оксидов серы, азота, углерода (SO_2 , SO_3 , NO_x , CO), фтористых соединений, углеводородов (CH_4 , C_2H_4), а также канцерогенных углеводородов, например бензопирен и др. Количество и содержание вредных выбросов в атмосферу определяется видом топлива и организацией процесса сгорания. В табл. 9 приведены усредненные показатели вредных выбросов для различных видов топлива.

Выброс сернистых соединений обуславливается содержанием серы в топливе. В твердом топливе она находится в виде включений железного колчедана FeS_2 , сульфатной серы, а также входит в состав органической массы топлива.

При обогащении угля содержание FeS_2 снижается. При гидротермической очистке угля от серы из него могут быть удалены как FeS_2 , так и органическая сера. Известен способ связывания серы в кипящем слое, состоящем из угля и размолотого известняка. При температуре около $900\text{ }^\circ\text{C}$ происходит диссоциа-

ция CaCO_3 на CO_2 и CaO ; CaO вступает в реакцию с серой, образуя CaSO_4 . В этом случае очистка топлива от серы достигает 90 %.

Дымовые газы от оксидов серы очищают с помощью мокрых скрубберов, однако такая очистка малоэффективна.

Выброс оксидов азота можно уменьшить посредством рациональной организации процесса горения: двухстадийного сжигания топлива, подачи воды и пара в зону горения, уменьшения избытка воздуха в топке, рециркуляции дымовых газов в топочную камеру. Удаление оксидов азота из дымовых газов можно провести путем абсорбции раствором аммиака, адсорбцией силикагелем или торфощелочными сорбентами.

Выброс твердых частиц можно снизить с помощью различных золоуловителей: инерционными сухими или мокрыми фильтрами, электрофильтрами, комбинированными устройствами.

Предельно допустимая концентрация (ПДК) вредных веществ в воздухе (табл. 9) характеризуется двумя показателями: максимально разовая (за 20 мин) и среднесуточная (за 24 ч).

Таблица 8 - Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе населенных пунктов (ПДК), $\text{мг} / \text{м}^3$

Вредное вещество	Максимально разовая	Среднесуточная
Диоксид серы	0,50	0,050
Оксид углерода	5,00	3,00
Диоксид азота	0,85	0,040
Технический углерод	0,15	0,050
Сероводород	0,008	0,250
Фтористые соединения	0,02	0,005
Твердые частицы (пыль)	0,50	0,150

Для котельных эти условия ужесточаются. ПДК оксидов серы и азота определяются по формуле[7] :

$$\frac{C_{SO_3}}{ПДК_{SO_3}} + \frac{C_{NO_2}}{ПДК_{NO_2}} + \frac{C_{CO_2}}{ПДК_{CO_2}} \leq 1, \quad (65)$$

Где C_{SO_3} , C_{NO_2} и C_{CO_2} - концентрации оксидов соответственно серы, азота и углерода в уходящих газах, $мг/м^3$

К вредным выбросам в гидросферу относятся охлаждающие воды, сточные воды из систем гидрозолоудаления, подготовки воды, отработанные растворы химической очистки оборудования, растворы от промывки котлов, работающих на мазуте, и т.д. Количество этих стоков и загрязнение ими различны и зависят от производительности котельной, вида используемого топлива, способа водоочистки и золоудаления и др.

Снижение загрязнений водоемов сточными водами возможно либо в результате очистки всех стоков до предельно допустимых концентраций вредных веществ, либо за счет внедрения оборотных систем с многократным использованием воды. При этом степень очистки и количество забираемых из источников вод уменьшаются.

Способ очистки сточных вод зависит от состава вредных примесей.

Если в сточных водах содержатся нефтепродукты, то применяют отстаивание, флотацию и фильтрование. Выделенные нефтепродукты направляют в мазутосборник, а затем — после подогрева — в котельную для сжигания. При очистке сточных вод после промывки котлов их нейтрализуют щелочными растворами и отстаивают. После отстаивания из шлама выделяется ванадий.

Предельно допустимые концентрации ($мг/дм^3$) вредных веществ сточных вод котельной в воде водоемов не должны превышать: ванадия (V^{5+}) — 0,1; мышьяка — 0,05; фтора — 1,5; аммиака — 2; железа (Fe^{3+}) — 0,5; нефти — 0,1—0,3; поверхностно-активных веществ — 0,5.

При сбросе сточных вод в водные бассейны происходит не только их загрязнение, но и повышение температуры воды. Согласно водно-санитарному законодательству летняя температура воды при спуске сточных вод не должна

превышать среднемесячную температуру воды самого жаркого месяца года за последние 10 лет более чем на 3 °С, согласно СанПиНу 4630-88 [7].

8.3 Расчет выбросов в атмосферу частиц золы и недожога

Количество золовых частиц и недожога, уносимое из топки котла за любой промежуток времени (т/год, кг/ч, кг/с и т.д.), определяется по формуле[6] :

$$M_{\text{мб}} = 0,01 \cdot B \cdot (\alpha_{\text{ун}} \cdot A^P + q_4^{\text{ун}} \cdot \frac{Q_n^P}{32680}) \cdot (1 - \eta_3), \quad (66)$$

где B - расход натурального топлива котлоагрегата за любой промежуток времени ($B = 0,384$ кг/с; $B = 11,119 \cdot 10^3$ т/год);

A^P - зольность топлива на рабочую массу, %;

$\alpha_{\text{ун}}$ - доля золовых частиц и недожога, уносимых из котла;

$q_4^{\text{ун}}$ - потери теплоты с уносом от механической неполноты сгорания топлива, %;

Q_n^P - теплота сгорания топлива на рабочую массу, кДж/кг;

η_3 - доля твердых частиц, улавливаемых в золоуловителях.

$$M_{\text{мб}} = 0,01 \cdot 0,384 \cdot (0,25 \cdot 31 + 6 \cdot \frac{25104}{32680}) \cdot (1 - 0,94) = 0,0027 \text{ кг/с.}$$

8.4 Расчет выбросов в атмосферу окислов серы

Количество окислов серы, поступающих в атмосферу с дымовыми газами, в пересчете на SO₂ за любой промежуток времени (т/год, кг/ч, кг/с и т.д.) вычисляется по формуле[6] :

$$M_{\text{SO}_2} = 0,02 \cdot B \cdot S^P \cdot (1 - \eta'_{\text{SO}_2}) \cdot (1 - \eta''_{\text{SO}_2}), \quad (67)$$

где S^P - содержание серы в топливе на рабочую массу, %;

η'_{SO_2} - доля окислов серы, связываемые летучей золой в газоходах котлов, зависит от зольности топлива и содержание окиси кальция в летучей золе;

η''_{SO_2} - доля окислов серы, улавливаемых в золоуловителе попутно с улавливанием твердых частиц, для сухих золоуловителей (электрофильтры, батарейные циклоны, тканевые фильтры) принимается равной нулю.

$$M_{SO_2} = 0,02 \cdot 0,384 \cdot 0,80 \cdot (1-0,1) \cdot (1-0,015) = 0,0054 \text{ кг/с.}$$

8.5 Расчет выбросов в атмосферу окиси углерода

Количество окиси углерода (т/год, кг/ч, кг/с и т.д.), выбрасываемой в атмосферу с дымовыми газами в единицу времени, вычисляется по формуле [6]:

$$M_{CO_2} = 0,001 \cdot B \cdot C_{CO} \cdot (1-0,01q_4), \quad (68)$$

где C_{CO} - выход окиси углерода при сжигании твердого, жидкого или газообразного топлива (кг/т, кг/тыс.м³), определяется по формуле:

$$C_{CO} = \frac{q_3 \cdot R \cdot Q_n^p}{1013}, \quad (69)$$

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

R - коэффициент, учитывающий долю потери теплоты вследствие химической неполноты сгорания топлива, обусловленную содержанием в продуктах неполного сгорания окиси углерода. Для твердого топлива $R=1,0$.

η''_{SO_2} - доля окислов серы, улавливаемых в золоуловителе попутно с улавливанием твердых частиц, для сухих золоуловителей (электрофильтры, батарейные циклоны, тканевые фильтры) принимается равной нулю.

$$C_{CO} = \frac{0,15 \cdot 1 \cdot 25104}{1013} = 3,717 \text{ кг/т,}$$

$$M_{CO_2} = 0,001 \cdot 0,384 \cdot 3,717 \cdot (1 - 0,01 \cdot 0,6) = 0,00142 \text{ кг/с}$$

8.6 Расчет выбросов в атмосферу оксидов азота

Количество оксидов азота в пересчете на двуокись азота (т/год, кг/ч, кг/с и т.д.), выбрасываемые в атмосферу с дымовыми газами в единицу времени для водогрейных котлов вычисляется по формуле [6] :

$$M_{NO_2} = 10^{-3} \cdot K \cdot V_y \cdot (1 - 0,01q_4) \cdot \beta_1 \cdot \beta_2 \cdot \beta_3, \quad (70)$$

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

V_y - расход условного топлива за любой промежуток времени (тут/год, кгут/ч, кгут/с и т.д.);

β_1 - коэффициент, учитывающий влияние на выход окислов азота качества сжигаемого топлива (содержание N^r);

β_2 - коэффициент, учитывающий конструкцию горелок. Для прямоточных горелок $\beta_2=0,85$;

β_3 - коэффициент, учитывающий вид шлакоудаления. При жидком шлакоудалении $\beta_3=1,6$, во всех остальных случаях $\beta_3=1,0$.

Расход условного топлива определяется:

$$V_y = B \cdot \frac{Q^p_n}{29320}, \quad (71)$$

где $Q^p_n = 25104$ кДж/кг - низшая теплота сгорания топлива.

$$B_y = 0,384 \cdot \frac{25104}{29320} = 0,328 \text{ кг/с.}$$

Значение β_1 при сжигании твердого топлива ($\alpha_T \leq 1,25$) вычисляют по формуле:

$$\beta_1 = 0,178 + 0,47 \cdot N^T, \quad (72)$$

где $N^T = 1,24$ % – содержание азота в топливе на горючую массу.

$$\beta_1 = 0,178 + 0,47 \cdot 1,24 = 0,7608$$

$$M_{NO_2} = 10^{-3} \cdot 0,1738 \cdot 0,212 \cdot (1 - 0,01 \cdot 0,6) \cdot 0,7608 \cdot 0,85 \cdot 1,6 = 0,00003789 \text{ кг/с.}$$

8.7 Чрезвычайные ситуации

ЧС – это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, экономике, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Источник ЧС – опасное природное явление, авария или опасное техногенное происшествие, широко распространенная инфекционная болезнь людей, сельскохозяйственных животных, растений, а так же применение средств поражений, в результате чего произошла или может произойти ЧС.

Наиболее часто возникающая ЧС в котельной – это пожар.

Так как технологический процесс связан со сжиганием топлива, то возможный источник пожара в котельной – аварийные режимы работы электриче-

ского оборудования: короткие замыкания, перегрузки аппаратов, искры и электродуги

Действующим нормативным документом является:

Согласно ГОСТ 12.1.004. 91 "ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования", проектируемая котельная по пожарной безопасности относится к категории " Г ", по огнестойкости строительных конструкций степень огнестойкости здания котельной II, класса В – 1А.

Категория "Г" означает негорючие вещества и материалы в горячем, раскаленном или расплавленном состоянии, процесс обработки которых сопровождается выделением лучистого тепла, искр и пламени, горючие вещества и жидкости, которые сжигаются в качестве топлива. Класс В – 1А – зоны, расположенные в помещениях, в которых при нормальной эксплуатации взрывоопасные смеси горючих газов или паров легко воспламеняющихся жидкостей с воздухом не образуется, а образование таких смесей возможно только в результате аварий и неисправностей.

Источниками пожара могут быть неисправности электрооборудования, осветительных приборов; выход из строя приборов автоматики. При нарушении целостности газопроводов уходящих газов, или при разрушении обшивки и обмуровки котла, уходящие газы, имеющие высокую температуру, могут послужить причиной пожара

Для предупреждения образования взрывоопасных газоздушных смесей большое значение имеет контроль воздушной среды производственного помещения. Наиболее прогрессивен контроль воздушной среды производственных помещений автоматическими сигнализаторами до взрывных концентраций. При включении предупредительной сигнализации и аварийной вентиляции предусматривается автоматическое или ручное отключение всего или части технологического оборудования.

Пожарный инвентарь котельной, первичные средства пожаротушения и щиты для их хранения должны находиться на видных местах и должны быть окрашены масляной краской вкрасный цвет. На пожарных щитах указывается

номер телефона для вызова пожарной охраны. На случай возникновения пожара всегда должна быть в полной готовности огнетушители, ящики с песком, лопата, ведро.

В состав инвентаря входят:

- пенные химические огнетушители;
- порошковые огнетушители;
- гидранты;
- ящики с песком;
- лопаты;
- ведра.

Весь инвентарь расположен в доступном месте на входе в котельную.

Для быстрого вызова пожарной службы в котельной установленные извещатели и телефон.

Котельная оснащена пожарной сигнализацией, которая обнаруживает начальную стадию пожара, передает извещение о месте и времени его возникновения и, при необходимости включает автоматические водяные системы пожаротушения.

В качестве водисточника на территории электростанции проложен водопровод с гидрантом для возможности подключения пожарных машин. Место установки гидранта обозначается соответствующим знаком, на котором указано место установки и расстояние до пожарного гидранта.

Помещение котельной выполнено железобитонным стеновым блоком. Покрытие пола котельной – бетонное. Котельная имеет непосредственные выходы наружу. В зданиях предусматриваются эвакуационные выходы, что соответствует требованиям СНиП 2.01.02-85 и ППБ 139 - 87. На путях эвакуации установлены указатели для выхода персонала, также имеется рабочее и аварийное освещение. Двери на путях эвакуации открываются по направлению выхода из здания. Эвакуация людей предусматривается через обособленные выходы из каждой части здания.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе был предложен и описан возможный вариант перевода котельной 410 квартала города Благовещенск на водогрейный режим.

Был произведён расчёт тепловой сети на количество тепловой энергии и расхода теплоносителя, были рассчитаны тепловые нагрузки на отопление и горячее водоснабжение и тепловые потери.

Рассмотрены вопросы безопасности и экологичности работы котельной, рассчитаны вредные выбросы. Описаны различные чрезвычайные ситуации на котельных и аварии.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Федерального закона от 30 декабря 2009г №384-ФЗ "Технический регламент о безопасности зданий и сооружений" с изменениями на 02.07.2013г.
- 2 Постановления Правительства РФ от 25 апреля 2012 г. № 390 «О противопожарном режиме» в редакции от 21 марта 2017г.
- 3 ПТБ 10 - 575 - 03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации энергетических котлов».
- 4 Федерального Закона РФ от 22.07.2008г №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» в редакции от 3 июля 2016г.
- 5 СНиП 41-01-2003 «Отопление, вентиляция и кондиционирование.
- 6 Расчет выбросов загрязняющих веществ при сжигании топлива в котлоагрегатах котельных: метод. Пособие / сост. Л. И. Бондалетова. – Томск: Изд-во ТПУ, 2000. –39 с.
- 7 СанПиН 4630-88 «Санитарные правила и нормы охраны поверхностных вод от загрязнения»
- 8 Тепловой расчет котлов (Нормативный метод). Издание 3-е, переработанное и дополненное / Издательство НПО ЦКТИ, СПб, 1998. 3.
- 9 Фурсов И.Д., Коновалов В.В. Конструирование и тепловой расчет паровых котлов: Учеб. пособие для студентов вузов. Издание второе, переработанное и дополненное / Алтайский государственный технический университет им. И.И. Ползунова. – Барнаул: Изд-во АлтГТУ, 2001, 266 с.
- 10 Бадагуев, Б.Т. Паровые и водогрейные котлы / Б.Т. Бадагуев. - М.: Альфа-Пресс, 2012. - 198 с.
- 11 Методика определения количеств тепловой энергии и теплоносителя в водяных системах коммунального теплоснабжения. Госстрой России. М., 2000.
- 12 Методика определения потребности в топливе, электрической энергии и воде при производстве и передаче тепловой энергии и теплоносителей в системах коммунального теплоснабжения мдк 4-05.2004
- 13 Методические указания по определению расходов топлива, электро-

энергии и воды на выработку тепла отопительными котельными коммунальных теплоэнергетических предприятий. Комитет РФ по муниципальному хозяйству. Сектор НТИ АКХ им. К.Д. Памфилова. М., 1994.

14 Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей. Справочник. – М., Стройиздат, 2008.