

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет
(национальный исследовательский университет)»
Политехнический институт
Энергетический факультет
Кафедра промышленной теплоэнергетики
Направление подготовки 13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Рецензент,
Начальник теплотехнического
участка ЗАО «КМЭЗ»
_____ А.И. Чигарев
« ____ » _____ 2017 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой
промышленной теплоэнергетики,
к.т.н., доцент
_____ К.В. Осинцев
« ____ » _____ 2017 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ КОТЕЛЬНОЙ ЗАО «КМЭЗ»

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ БАКАЛАВРА
ЮУрГУ–13.03.01.2017.100.03.ПЗ ВКР

Консультант по разделу
«Экономика и управление»,
старший преподаватель
_____ Р.А. Алабугина
« ____ » _____ 2017 г.

Руководитель работы,
к.т.н., доцент
_____ А.И.Грибанов
« ____ » _____ 2017 г.

Нормоконтролер,
старший преподаватель
_____ Р.А. Алабугина
« ____ » _____ 2017 г.

Автор работы,
студент группы П-480
_____ И.Э. Алхамов
« ____ » _____ 2017 г.

АННОТАЦИЯ

Алхамов И.Э. Техническое перевооружение котельной ЗАО «КМЭЗ». – Челябинск: ЮУрГУ, ПИ, Э; 2017, 106 с., 5 ил., 25 табл., билиогр. список – 55 наим., 5 листов чертежей ф. А1, 1 лист плаката ф. А1.

Руководством завода ЗАО «КМЭЗ» города Кыштым Челябинской области было принято решение о замене физически устаревшего оборудования котельной.

Целью выпускной квалификационной работы (ВКР) является техническое перевооружение котельной завода путем замены котельного оборудования и теплообменных аппаратов. Выпускная квалификационная работа состоит из введения, 12-ти глав, заключения и библиографического списка.

В ВКР выполнен расчет тепловой схемы водогрейной части котельной для холодного и теплого расчетных периодов.

В работе выполнен расчет тепловых нагрузок на отопление и ГВС, а также расчет расходов теплоносителя по всему ЗАО «КМЭЗ» и на каждого потребителя в отдельности, разработан температурный график в зависимости от температуры наружного воздуха, при этом регулирование тепловой нагрузки осуществляется качественным методом.

В работе также приведены расчеты водогрейного котла КВ-ГМ-10-150 и пластинчатого теплообменника Ридан НН№62. Произведен поверочный расчет дымовой трубы для холодного и теплого расчетных периодов. Выполнен расчёт технико-экономических показателей работы котельной, а также разработаны разделы «Энергосбережение», «КИП и Автоматика», «Безопасность жизнедеятельности» и «Экономика и управление».

В пояснительной записке приведены необходимые рисунки, схемы, чертежи. Графическая часть выполнена с применением программ AutoCAD, КОМПАС – системы автоматизированного проектирования на 5 листах формата А1.

13.03.01.2017.100.03 ПЗ

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата							
Выполнил		Алхамов И.Э.			Техническое перевооружение котельной ЗАО «КМЭЗ»						
Руковод.		Грибанов А.И.									
Н.контр.		Алабугина Р.А.									
Зав.каф.		Осинцев К.В.									
					Лит.	Лист	Листов				
					В	К	Р	3	106		
					ЮУрГУ кафедра промышленной теплоэнергетики						

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
1 ОБОСНОВАНИЕ ПРОВЕДЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО ПЕРЕВООРУЖЕНИЯ.....	7
2 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	8
3 РАСЧЕТ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК НА ОТОПЛЕНИЕ, ВЕНТИЛЯЦИЮ И ГВС	
3.1 Сезонная нагрузка.....	9
3.1.1 Расход тепла на отопление административно-бытовых зданий.....	9
3.1.2 Расход тепла на отопление промышленных зданий.....	10
3.2 Круглогодичная тепловая нагрузка.....	12
3.2.1 Расход теплоты на горячее водоснабжение административных зданий.....	12
3.2.2 Расход теплоты на ГВС предприятий общественного питания.....	13
3.2.3 Расход теплоты на ГВС промышленных зданий.....	14
3.3 Расчет годового потребления тепла.....	15
3.4 Расчет и построение температурного графика.....	17
3.5 Расчет расходов теплоносителя.....	21
3.6 Построение графика расходов теплоносителя на котельной.....	24
4 РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ КОТЕЛЬНОЙ	
4.1 Расчет тепловой схемы водогрейной части котельной.....	25
4.1.1 Расчет тепловой схемы водогрейной части котельной для холодного периода.....	25
4.1.2 Расчет тепловой схемы водогрейной части котельной для теплого периода.....	28
5 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ АНАЛОГОВ	
5.1 Отечественным вариант – котел серии КВ-ГМ.....	31
5.2 Зарубежный вариант – котел Viessman серии Vitomax 200-WS.....	31
6 РАСЧЕТ ВОДОГРЕЙНОГО КОТЛА КВ-ГМ-10-150	
6.1 Описание водогрейного котла КВ-ГМ-10.....	33
6.2 Тепловой расчет котла.....	35
6.3 Тепловой баланс котла и расход топлива	41
6.4 Расчет теплообмена в топке.....	43
6.5 Расчет конвективного пучка.....	52
6.6 Расчет невязки теплового баланса котла.....	56
7 РАСЧЕТ ТЕПЛООБМЕННОГО АППАРАТА.....	58
8 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	66
9 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ	
9.1 Вещества, загрязняющие окружающую среду.....	69
9.2 Мероприятия по охране окружающей среды.....	69
9.3 Расчет выбросов окислов азота.....	70
9.4 Поверочный расчёт дымовой трубы.....	73
9.4.1 Поверочный расчет дымовой трубы для холодного периода.....	73
9.4.2 Поверочный расчет дымовой трубы для теплого периода.....	75

					13.03.01.2017.100.03 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		6

10 АВТОМАТИЗАЦИЯ.....	77
11 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ	
11.1 Анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов..	79
11.1.1 Выявление опасных и вредных производственных факторов.....	79
11.2 Нормирование факторов рабочей среды и трудового процесса и организация мероприятий защиты.....	80
11.2.1 Воздух рабочей зоны.....	80
11.2.2 Световая среда.....	82
11.2.3 Виброакустические факторы.....	83
11.2.4 Тяжесть и напряженность трудового процесса.....	86
11.3 Безопасность производственных процессов и оборудования.....	86
11.4 Электробезопасность.....	88
11.5 Пожаровзрывобезопасность.....	89
12 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ	
12.1 Выбор варианта расширения производственно-отопительной котельной ЗАО «КМЭЗ» г. Кыштым	91
12.1.1 Постановка задачи.....	91
12.1.2 Расчет капитальных затрат.....	91
12.1.3 Расчет текущих затрат.....	93
12.1.4 Расчет срока окупаемости проектных решений.....	95
12.2 SWOT анализ вариантов расширения производственно-отопительной котельной ЗАО «КМЭЗ» г. Кыштым.....	96
12.3 Планирование целей проекта в дереве целей.....	97
12.4 Оценка движущих и сдерживающих сил и ресурсов разработки систем управления.....	99
12.5 План мероприятий по реализации проекта (график Ганта).....	100
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	102
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	103

ВВЕДЕНИЕ

Существующее состояние основных фондов предприятий характеризуется повышенным износом – более 60 % в целом по стране и по отдельным отраслям. Создание новой мобильной техники и замена изношенных основных фондов, разработка и реализация новых технологий являются стратегическими направлениями развития отечественных и зарубежных фирм, претендующих на конкурентоспособность. Более того, эффективность и потенциал новых технических и организационных решений создают предпосылки для снижения стоимости производства, применения новых материалов, конструкций, а значит и для дальнейшего развития народного хозяйства.

Техническое перевооружение производства, равно как и их специальные разновидности в виде реструктуризации, конверсии, реновации, комплексной автоматизации (механизации), рассматриваются в настоящее время в качестве основных средств развития производства. Эти процессы имеют единые цели по увеличению объемов производства. Средствами достижения данной цели является интенсификация производственных процессов на основе переоборудования и технического перевооружения действующего производства и использования новых технологий [1].

В рамках технического перевооружения производства может решаться большое количество частных проблем предприятий, таких, как:

- замена физически и морально устаревшего оборудования;
- максимальная автоматизация процесса;
- уменьшение затрат на ремонт машин и оборудования;
- повышение коэффициента загрузки оборудования;
- улучшение качественных характеристик продукции;
- повышение технологической устойчивости производства;
- повышение производительности труда, снижение трудоемкости производства;
- сокращение сроков и стоимости подготовки производства различных видов продукции;
- экономия сырья, материалов и энергоресурсов, внедрение ресурсосберегающих технологий.

В выпускной квалификационной работе рассмотрено техническое перевооружение котельной ЗАО «КМЭЗ» города Кыштым. Настоящее оборудование, работающее на котельной, за годы эксплуатации стало не эффективным. Физический износ оборудования привел к увеличению ремонтного периода и трудоемкости ремонтных работ. Под техническим перевооружением котельной подразумевается замена физически устаревшего котельного оборудования на новое.

					<i>13.03.01.2017.100.03 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						8
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

1 ОБОСНОВАНИЕ ПРОВЕДЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО ПЕРЕВООРУЖЕНИЯ

Действующая котельная расположенная в средней части территории Кыштымского медеэлектролитного завода (ЗАО «КМЭЗ», расположенного в черте города Кыштым).

Котельная отопительная. В котельной установлено два водогрейных котла КВ-ГМ-30-150. Основным видом топлива в котельной является природный газ, резервным – мазут. Отвод дымовых газов осуществляется дымовой трубой высотой 45 метров и диаметром устья 2,1 метра. Химводоочистка из помещения центральной котельной была перенесена в другое, отдельно стоящее здание, а на её месте был установлен второй котёл КВ-ГМ-30-150.

Тепловая сеть закрытая, 2-х трубная. Потребитель подключен по 2-х контурной схеме. Прокладка сети внутри завода воздушная.

Источником сырой воды является городской пруд, расположенный в центральной части города. Для подготовки воды используется метод двухступенчатого натрий-катионирования предварительно умягченной воды.

До недавнего времени котельная вырабатывала тепло, идущее на отопление и горячее водоснабжение предприятия и микрорайона «Нижний» города Кыштым. В результате перераспределения нагрузки, часть ее, а именно отопление и горячее водоснабжение района «Нижний», была отдана на котельную сторонней компании.

В результате снижения нагрузки и явного износа котельного оборудования, частых поломок и ремонтов, было принято решение о замене котельного оборудования на новые котлы меньшей мощности КВ-ГМ-10-150 которые покроют нагрузку на отопление и ГВС административных зданий, цехов, душевых и столовых завода.

Наличие денежных ресурсов позволяет обновить котельную. С целью повышения энергоэффективности и реализации Федерального закона «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» [2] руководством завода было принято решение не только о замене котельного оборудования, но и замене сетевого теплообменника (старого секционного на пластинчатый теплообменник).

					<i>13.03.01.2017.100.03 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						9
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

2 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Для расчета тепловых нагрузок на отопление, вентиляцию и гвс использовалась справочная литература по наладке и эксплуатации водяных тепловых сетей В.И. Манюк [3]. В качестве дополнительной литературы были использованы документы, предоставленные ЗАО «КМЭЗ», а также:

- СНиП 23-01-99 «Строительная климатология» [4];
- «Теплофикация и тепловые сети», Е.Я. Соколов [5].

2. Для расчета и построения температурного графика был использован метод, предложенный в учебнике «Теплофикация и тепловые сети» Е.Я. Соколов [5]. В качестве дополнительной литературы использовался СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» [6].

3. Поверочный расчет котла КВ-ГМ-10-150 мощностью 11,63 МВт, выбранного для покрытия тепловой нагрузки ЗАО «КМЭЗ» города Кыштым, был выполнен в соответствии с нормативным методом расчета котельных агрегатов «Тепловой расчет котельных агрегатов. Нормативный метод» [7].

4. Тепловой расчет пластинчатого теплообменника Ридан НН-62 для нагрева сетевой воды выполнен по справочнику «Пластинчатые и спиральные теплообменники» Н.В. Барановский [8]. Выбор теплообменника был сделан в соответствии с ГОСТ 15518-87 «Аппараты теплообменные пластинчатые» [9].

5. Составление и описание схемы системы автоматизации котла КВ-ГМ-10-150 мощностью 11,63 МВт было сделано с помощью ГОСТ 21.208–2013 «Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах» [10]. А также на основе проектной документации, предоставленной ЗАО «КМЭЗ».

6. Поверочный расчет дымовой трубы был осуществлен на основе справочника «Дымовые трубы», А.М. Ельшин [11].

7. Раздел безопасность жизнедеятельности на котельной был разработан на основе СП 112.13330.2011 «Пожарная безопасность зданий и сооружений» [12], а также:

- ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [13];
- СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» [14];
- ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ – Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [15].

8. Экономическая часть выпускной квалификационной работы была выполнена в соответствии с учебным пособием «Экономико-управленческая часть дипломного проекта» А.А. Алабугин, Р.А. Алабугина [16].

					<i>13.03.01.2017.100.03 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						<i>10</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

3 РАСЧЕТ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК НА ОТОПЛЕНИЕ, ВЕНТИЛЯЦИЮ И ГВС

Исходные данные для расчета из СП 131.13330.2011 «Строительная климатология», ГОСТ 30494-2011 «Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещениях»:

– $t_{но} = -34$ – расчетная температура наружного воздуха в холодный период года для проектирования отопления, °С;

– $n_o = 218$ – продолжительность работы системы отопления, сут.

При расчете нагрузок учитывается температура воздуха внутри административных помещений, которая может быть +19 °С или +23 °С для помещения 3а категории: помещения с массовым пребыванием людей, в которых люди находятся преимущественно в положении сидя без уличной одежды. По требованиям СНиП 41-01-2003 «Отопление, вентиляция и кондиционирование», в общественных, административно-бытовых и производственных помещений температуру воздуха выбирают минимальную из допустимых температур.

Тогда температура воздуха внутри административных помещений принимается $t_g = 19$ °С.

3.1 Сезонная нагрузка

Сезонная нагрузка включает в себя нагрузки отопления и вентиляции.

В ЗАО «Кыштымский медеэлектролитный завод» отсутствуют нагрузки на вентиляцию. Поэтому сезонная нагрузка завода будет состоять исключительно из расхода тепла на отопление.

3.1.1 Расход тепла на отопление административно-бытовых зданий

Максимальный часовой расход тепла на отопление административно-бытовых зданий по укрупнённым показателям определяю по [3, с.141], формула (3.1):

$$Q_o^{max} = a \cdot q_0 \cdot V \cdot (t_g - t_{но}), \quad (3.1)$$

где a – поправочный коэффициент, учитывающий климатические условия района строительства здания и применяемый в случаях, когда расчетная температура наружного воздуха отличается от $t_{но} = -30$ °С;

q_0 – удельная тепловая характеристика здания при $t_{но} = -30$ °С, Вт/(м³·К);

V – объём отапливаемой части здания по внешнему обмеру, (высоту отсчитывают от поверхности земли), м³;

t_g – средняя температура воздуха в помещениях отапливаемого здания, °С;

$t_{но} = -34$ – расчетная температура наружного воздуха в холодный период года для отопления, °С.

					13.03.01.2017.100.03 ПЗ	Лист
						11
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Рассчитаем сначала тепловую нагрузку отопления конкретных потребителей, а после рассчитаем общую нагрузку.

Определим тепловую нагрузку на отопления административного корпуса медеплавильного цеха. Поправочный коэффициент a определяется по [17, с. 42] формуле (3.2):

$$a = 0,54 + \frac{22}{t_g - t_{но}} \quad (3.2)$$

$$a = 0,54 + \frac{22}{19 - (-34)} = 0,96$$

Удельная тепловая характеристика здания, [3, табл. 1.10]:

$$q_0 = 0,5 \text{ Вт}/(\text{м}^3 \cdot \text{К})$$

Строительный объем здания определяется по формуле (3.3):

$$V = S \cdot h, \quad (3.3)$$

где S – площадь административного корпуса медеплавильного цеха, м^2 ;
 h – высота здания, м.

$$V = 531 \cdot 9 = 4779 \text{ м}^3$$

Строительные объёмы остальных административно-бытовых зданий рассчитываю аналогично.

Максимальный часовой расход тепла на отопление определяется по формуле (3.1):

$$Q_{oi}^{max} = 0,96 \cdot 0,5 \cdot 4779 \cdot (19 + 34) = 0,12 \text{ МВт}$$

Максимальный часовой расход тепла на отопление остальных административно-бытовых зданий Кыштымского медеэлектролитного завода рассчитываю аналогично.

3.1.2 Расход тепла на отопление промышленных зданий

Максимальный часовой расход тепла на отопление промышленных зданий по укрупнённым показателям определяю по формуле (3.4):

$$Q_o^{max} = (1 + m) \cdot q_0 \cdot V \cdot (t_g - t_{но}), \quad (3.4)$$

					13.03.01.2017.100.03 ПЗ	Лист
						10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где $m = b \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot h \cdot \left(1 - \frac{t_{но}}{t_g}\right) + \omega^2}$ – коэффициент инфильтрации;

$b = 0,035$ – постоянная инфильтрации для отдельно стоящих промышленных зданий, с/м;

$g = 9,81$ – ускорение свободного падения тела, м/с²;

h – свободная высота здания, м;

t_g – средняя температура воздуха в помещениях отапливаемого здания: для внутри цеховых помещений $t_g = 18$ °С; для бытовых помещений $t_g = 20$ °С; для внутри душевых помещений $t_g = 25$ °С;

$t_{но} = -34$ – расчетная температура наружного воздуха в холодный период года для отопления, °С;

$\omega = 3$ – скорость ветра для Челябинской области, м/с;

q_0 – удельная тепловая характеристика здания при $t_{но} = -30$ °С, Вт/(м³·К);

V – объём отапливаемой части здания по внешнему обмеру, (высоту отсчитывают от поверхности земли), м³.

Рассчитаем сначала тепловую нагрузку отопления конкретных потребителей, а после рассчитаем общую нагрузку. Определим коэффициент инфильтрации промышленного здания цеха автомобилей и машин 1 (ЦАиМ1):

$$m = 0,035 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 10 \cdot \left(1 - \frac{-34}{18}\right) + 3^2} = 0,84$$

Определим тепловую нагрузку на отопления промышленного здания ЦАиМ1. Удельная тепловая характеристика здания, [3, табл. 1.11]:

$$q_0 = 0,44 \text{ Вт}/(\text{м}^3 \cdot \text{К})$$

Строительный объём здания определяется по формуле (3.3):

$$V = 3180 \cdot 10 = 31800 \text{ м}^3$$

Строительные объёмы остальных промышленных зданий рассчитываю аналогично. Максимальный часовой расход тепла на отопление промышленных зданий определяется по формуле (3.4):

$$Q_o^{max} = (1 + 0,84) \cdot 0,44 \cdot 31800 \cdot (18 + 34) = 1,34 \text{ МВт}$$

Максимальный часовой расход тепла на отопление остальных промышленных зданий Кыштымского медэлектrolитного завода рассчитываю аналогично.

					13.03.01.2017.100.03 ПЗ	Лист
						11
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.2 Круглогодичная тепловая нагрузка

3.2.1 Расход теплоты на горячее водоснабжение административных зданий

Средне недельный расход теплоты (средне недельная тепловая нагрузка), Дж/с, бытового горячего водоснабжения административно-бытовых зданий определяется по СНиП 2.04.07.86 «Тепловые сети» по формуле (3.5):

$$(Q_{ГВС}^{ср.н.})_{зима} = \frac{1,2 \cdot m \cdot (a + b) \cdot (55 - t_x) \cdot c_p^{ср}}{n_c}, \quad (3.5)$$

где 1,2 – коэффициент, учитывающий остывание воды в абонентских системах;

$a = 7$ – норма расхода горячей воды с температурой $t_2 = 55$ °С, кг(л) на 1 чел. в сутки, СНиП 2.04.01-85* приложение 3 [18, прил. 3];

$b = 25$ – норма расхода воды на горячее водоснабжение, л/сутки на 1 человека;

m – количество единиц измерения (потребителей);

$c_p^{ср} = 4,197$ – теплоемкость воды, кДж/(кг·К);

$t_x = 5$ – температура холодной воды в отопительный период, °С;

$n_c = 86400$ – расчетная длительность подачи теплоты на горячее водоснабжение, с.

Определим тепловую нагрузку на ГВС административного здания медеплавильного цеха.

$$(Q_{ГВС}^{ср.н.})_{зима} = \frac{1,2 \cdot 90 \cdot (7 + 25) \cdot (55 - 5) \cdot 4187}{86400} = 0,0084 \text{ МВт}$$

Средне недельный расходы теплоты на горячее водоснабжение в летний период административного здания находится по формуле (3.6):

$$(Q_{ГВС}^{ср.н.})_{лето} = \beta \cdot (Q_{ГВС}^{ср.н.})_{зима} \cdot \frac{55 - t_x^л}{55 - t_x^з} \quad (3.6)$$

где $\beta = 0,8$ – коэффициент, учитывающий изменение среднего расхода воды на ГВС в неотапливаемый период по отношению к отопительному периоду административно-бытовых зданий; $\beta = 1$ для промышленных зданий.

$t_x^л = 15$ – температура холодной воды в теплый период года °С.

$$(Q_{ГВС}^{ср.н.})_{лето} = 0,8 \cdot 0,0084 \cdot 10^6 \cdot \frac{55 - 15}{55 - 5} = 0,0054 \text{ МВт}$$

					13.03.01.2017.100.03 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

Расчётный расход теплоты на горячее водоснабжение, равен среднечасовому расходу теплоты за сутки наибольшего водопотребления, умноженному на коэффициент суточной неравномерности. Для холодного периода определяется по формуле (3.7):

$$(Q'_{ГВС})_{зима} = k_n \cdot k_c \cdot Q_{ГВС}^{cp.н.}, \quad (3.7)$$

где $k_n = 1,7$ – коэффициент недельной неравномерности расхода теплоты;
 $k_c = 1,2$ – коэффициент неравномерности расхода теплоты за сутки наибольшего водопотребления.

$$(Q'_{ГВС})_{зима} = 1,7 \cdot 1,2 \cdot 0,0084 = 0,0171 \text{ МВт}$$

Для теплого периода определяется по формуле (3.8):

$$(Q'_{ГВС})_{лето} = k_n \cdot k_c \cdot Q_{ГВС}^{cp.н.} \quad (3.8)$$

$$(Q'_{ГВС})_{лето} = 1,7 \cdot 1,2 \cdot 0,0054 = 0,011 \text{ МВт}$$

Остальных потребителей рассчитываю аналогично.

3.2.2 Расход теплоты на ГВС предприятий общественного питания

Средне недельный расход теплоты (средне недельная тепловая нагрузка), Дж/с, бытового горячего предприятий общественного питания определяется по формуле (3.9):

$$Q_{ГВС} = \frac{a \cdot k \cdot m \cdot c_p^{cp} \cdot (t_2 - t_x)}{n_c}, \quad (3.9)$$

где $a = 4$ – норма расходы воды для предприятия общественного питания при приготовлении пищи, реализуемой в обеденном зале, СНиП 2.04.01-85* приложение 3 [18, прил. 3], л/сут. на 1 блюдо;

$k = 350$ – количество реализуемых блюд, шт.;

$m = 2,2 \cdot N \cdot P$ – пропускная способность в час, для предприятий общественного питания;

$N = 84$ – количество посадочных мест, шт.;

$P = 2$ – количество посадок в час.

Определим тепловую нагрузку на ГВС предприятия общественного питания.

					13.03.01.2017.100.03 ПЗ	Лист
						13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$Q_{ГВС} = \frac{4 \cdot 350 \cdot 2,2 \cdot 84 \cdot 2 \cdot 4187 \cdot (55 - 5)}{86400} = 1,2538 \text{ МВт}$$

Средненедельный расходы теплоты на горячее водоснабжение в летний период предприятия общественного питания находится по формуле (3.6):

$$(Q_{ГВС}^{ср.н.})_{лето} = 0,8 \cdot 1,2538 \cdot 10^6 \cdot \frac{55 - 15}{55 - 5} = 0,8024 \text{ МВт}$$

Расчётный расход теплоты на горячее водоснабжение для холодного периода определяется по формуле (3.7):

$$(Q'_{ГВС})_{зима} = 1,7 \cdot 1,2 \cdot 1,2538 = 2,5578 \text{ МВт}$$

Для теплого периода определяется по формуле (3.8):

$$(Q'_{ГВС})_{лето} = 1,7 \cdot 1,2 \cdot 0,8024 = 1,6369 \text{ МВт}$$

3.2.3 Расход теплоты на ГВС промышленных зданий

Средненедельный расход теплоты (средне недельная тепловая нагрузка), Дж/с, бытового горячего водоснабжения промышленных зданий определяется по формуле (3.10):

$$(Q_{ГВС}^{ср.н.})_{зима} = \frac{a \cdot m \cdot c_p^{ср} \cdot (t_2 - t_x)}{n_c}, \quad (3.10)$$

где a – норма расходы воды потребителями, для цехов с тепловыделениями свыше 84 кДж на 1м³/ч (на 1 чел в смену) $a = 24$ л/сут.; для цехов с тепловыделениями меньше 84 кДж на 1м³/ч (на 1 чел в смену) $a = 11$ л/сут.; для душевые в бытовых помещениях промышленных предприятий (1 душевая сетка в смену) $a = 270$ л/сут.;

m – количество единиц измерения (потребителей).

Определим тепловую нагрузку на ГВС на промышленное здание ЦАиМ1.

$$(Q_{ГВС}^{ср.н.})_{зима} = \frac{11 \cdot 6 \cdot 4187 \cdot (55 - 5)}{86400} = 0,0006 \text{ МВт}$$

Средненедельный расходы теплоты на горячее водоснабжение в летний период промышленного здания находится по формуле (3.6):

					13.03.01.2017.100.03 ПЗ	Лист
						14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$(Q_{ГВС}^{ср.н.})_{лето} = 1 \cdot 0,0006 \cdot 10^6 \cdot \frac{55-15}{55-5} = 0,0005 \text{ МВт}$$

Максимальный расход теплоты на горячее водоснабжение для холодного периода определяется по формуле (3.11):

$$(Q'_{ГВС})_{зима} = 2,4 \cdot (Q_{ГВС}^{ср.н.})_{зима}, \quad (3.11)$$

$$(Q'_{ГВС})_{зима} = 2,4 \cdot 0,0006 = 0,0014 \text{ МВт}$$

Для теплого периода определяется по формуле (3.12):

$$(Q'_{ГВС})_{лето} = 2,4 \cdot (Q_{ГВС}^{ср.н.})_{лето} \quad (3.12)$$

$$(Q'_{ГВС})_{лето} = 2,4 \cdot 0,0005 = 0,0012 \text{ МВт}$$

Остальных потребителей рассчитываю аналогично. Рассчитанные данные сведены в таблице 3.1.

3.3 Расчет годового потребления тепла

Расчетный расход теплоты на отопление завода:

$$Q_0^{\max} = 14,8474 \text{ МВт}$$

Расчётный расход теплоты на горячее водоснабжение:

$$Q_{ГВС}^{\max} = 2,9426 \text{ МВт}$$

Суммарная расчетная нагрузка района рассчитывается по формуле (3.13):

$$\Sigma Q' = Q_0^{\max} + Q_{ГВС}^{\max} \quad (3.13)$$

$$\Sigma Q' = 14,8474 + 2,9426 = 17,79 \text{ МВт}$$

					13.03.01.2017.100.03 ПЗ	Лист
						-1
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 3.1 – Тепловые нагрузки по потребителям

Название объекта	Максимальный часовой расход тепла на отопление Q_o^{max} , МВт	Максимальный часовой расход тепла на ГВС $Q_{ГВС}^{max}$, МВт	Объём отапливаемой части здания V , м ³
1	2	3	4
Проходная 1	0,1300	0,0008	3 724
Блок бытового обслуживания	0,2400	0,0318	11 580
Заводоуправление	0,1100	0,0137	4 185
Мастерская	0,0700	0,0005	1 468
Столярный цех (РМЦ)	1,5900	0,0012	45 276
ЦАиМ1	1,3400	0,0014	31 800
РМЦ 1 (административное здание)	0,2300	0,0288	11 160
Станция технической воды (бытовое помещение)	0,0001	0,0002	36
Станция нейтрализации (бытовое помещение)	0,0001	0,0002	36
Компрессорная	–	0,0005	16 400
Цех водоподготовки (бытовое помещение)	0,0001	0,0002	30
Цех электролиза меди (бытовое помещение)	0,0013	0,0005	108
Медеплавильный (административное здание)	0,1200	0,0171	4 779
Медеплавильный Цех	–	0,0456	94 100
РМЦ	1,6200	0,0139	40 806
РСЦ	0,4600	0,0069	10 395
ЖДЦ	0,5500	0,0012	7 900
Цех электролиза меди (административное здание)	0,1600	0,0057	7 020
Столовая	0,0700	2,5578	3 510
Цаим (гараж)	0,8500	0,0014	15 300
Цаим (административное здание)	0,2900	0,0182	15 399
Проходная 2	0,0700	0,0008	3 724
Столярный цех, РМЦ (Душевые)	0,0043	0,0236	45 276

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4
ЦАиМ1 (Душевые)	0,0043	0,0236	31 800
Цех водоподготовки (Душевые)	0,0043	0,0236	30
Цех электролиза меди (Душевые)	0,0043	0,0236	108
Медеплавильный Цех (Душевые)	0,0043	0,0236	94 100
РМЦ (Душевые)	0,0043	0,0236	40 806
РСЦ (Душевые)	0,0043	0,0236	10 395
ЖДЦ (Душевые)	0,0043	0,0236	7 900
ЦЭМФ	0,9420	0,0016	76 512
ЦФ	0,7270	0,0016	49 590
РСЦ (склад)	2,3724	0,0010	42 750
ЖДЦ 2	2,8700	0,0010	41 090
Суммы, МВт	14,8474	2,9426	–
Итого:	17,79		769 093

3.4 Расчет и построение температурного графика

В водяных тепловых сетях Кыштымского медэлектролитного завода применяют качественное регулирование подачи теплоты, осуществляемое путем изменения температуры теплоносителя при постоянном расходе. Регулирование в сетях обычно ведут по отопительной нагрузке, путем изменения температуры теплоносителя в соответствии с температурным графиком, который строят в зависимости от расчетных температур наружного воздуха.

Значения температур сетевой воды в зависимости от температур наружного воздуха определяются методом регулирования тепловых нагрузок и температурным графиком теплосети.

Температура воды в подающей линии теплосети $\tau'_{01} = 95$ °С.

Температура воды в обратной линии теплосети $\tau'_{02} = 70$ °С.

					13.03.01.2017.100.03 ПЗ	Лист
						-1
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Температура воды, поступающей в систему отопления $\tau'_{03} = 95$ °С.

Температура воздуха внутри отапливаемого помещения $t'_e = +20$ °С.

Разность температур в подающей и обратной линиях в расчетном режиме определяется по формуле (3.14):

$$\delta'_{\tau_{01}} = \tau'_{01} - \tau'_{02} \quad (3.14)$$

$$\delta'_{\tau_{01}} = 95 - 70 = 25 \text{ °С}$$

Разность температур в местной системе отопления определяется по формуле (3.15):

$$g'_0 = \tau'_{03} - \tau'_{02} \quad (3.15)$$

$$g'_0 = 95 - 70 = 25 \text{ °С}$$

Температурный напор нагревательного прибора определяется по формуле (3.16):

$$\Delta t'_0 = \frac{\tau'_{03} + \tau'_{02}}{2} - t'_e \quad (3.16)$$

$$\Delta t'_0 = \frac{95 + 70}{2} - 20 = 62,5 \text{ °С}$$

Относительная величина тепловой нагрузки определяется по формуле (3.17):

$$\bar{Q} = \frac{Q_0}{Q'_0} = \frac{t'_e - t_i}{t'_e - t_{н.о.}}, \quad (3.17)$$

где Q_0 – текущее значение тепловой нагрузки, МВт;

Q'_0 – расчетное значение тепловой нагрузки, МВт.

Величина тепловой нагрузки при температуре наружного воздуха $t_h = +8$ °С определяется по формуле (3.17):

$$\bar{Q} = \frac{Q_0}{Q'_0} = \frac{20 - 8}{20 + 34} = 0,222$$

					13.03.01.2017.100.03 ПЗ	Лист
						-1
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Относительную величину тепловой нагрузки при остальных температурах наружного воздуха с шагом в 1 °С производим аналогично.

Для составления температурного графика найдем температуры теплоносителя (сетевой воды) до и после отопительных установок.

Температуру теплоносителя (сетевой воды) перед отопительной установкой определяется по формуле (3.18):

$$\tau_{01} = t_g + \Delta t_0' \cdot \bar{Q}^{0,8} + \bar{Q} \cdot (\delta_{\tau_0}' - 0,5 \cdot \mathcal{G}_0') \quad (3.18)$$

Для $t_H = +8$ °С рассчитаем температуру теплоносителя в подающем трубопроводе (перед отопительной установкой) по формуле (3.18):

$$\tau_{01} = 20 + 62,5 \cdot 0,222^{0,8} + 0,222 \cdot (25 - 0,5 \cdot 25) = 41,54 \text{ °С}$$

Расчет температуры теплоносителя (сетевой воды) перед отопительной установкой при остальных температурах наружного воздуха с шагом в 1 °С производим аналогично.

Результаты расчета сведены в таблицу 3.2.

Температура теплоносителя (сетевой воды) после отопительной установки определяется по формуле (3.19):

$$\tau_{02} = t_g + \Delta t_0' \cdot \bar{Q}^{0,8} - 0,5 \cdot \mathcal{G}_0' \cdot \bar{Q} \quad (3.19)$$

Для $t_H = +8$ °С рассчитаем температуру теплоносителя после отопительной установки (в обратном трубопроводе) по формуле (3.19):

$$\tau_{02} = 20 + 62,5 \cdot 0,222^{0,8} - 0,5 \cdot 25 \cdot 0,222 = 35,99 \text{ °С}$$

Расчет температуры теплоносителя (сетевой воды) после отопительной установки при остальных температурах наружного воздуха с шагом в 1 °С производим аналогично.

Для нормальной работы системы ГВС температура теплоносителя не должна опускаться ниже 70 °С так как в закрытых системах теплоснабжения часть теплоты теряется в подогревателях у потребителя. Для открытых систем горячего водоснабжения температура воды в подающем трубопроводе сети не должна быть не ниже 60 °С.

					13.03.01.2017.100.03 ПЗ	Лист
						-1
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 3.2 – Расчет температурного графика отопительной котельной Кыштымского медеэлектролитного завода, 95/70 °С

Температура наружного воздуха t_n , °С	Относительная величина тепловой нагрузки \bar{Q}_o	Температура теплоносителя до отопительных установок (в подающем трубопроводе) τ_{01} , °С	Температура теплоносителя после отопительных установок (в обратном трубопроводе) τ_{02} , °С
1	2	3	4
8	0,222	70,00	54,72
7	0,241	70,00	54,72
6	0,259	70,00	54,72
5	0,278	70,00	54,72
4	0,296	70,00	54,72
3	0,315	70,00	54,72
2	0,333	70,00	54,72
1	0,352	70,00	54,72
0	0,370	70,00	54,72
-1	0,389	70,00	54,72
-2	0,407	70,00	54,72
-3	0,426	70,00	54,72
-4	0,444	70,00	54,72
-5	0,463	70,00	54,72
-6	0,481	70,00	54,72
-7	0,500	70,00	54,72
-8	0,519	70,00	54,72
-9	0,537	70,00	54,72
-10	0,556	70,00	54,72
-11	0,574	70,00	54,72
-12	0,593	70,00	54,72
-13	0,611	70,00	54,72
-14	0,630	71,04	55,30
-15	0,648	72,28	56,08
-16	0,667	73,52	56,85
-17	0,685	74,75	57,62
-18	0,704	75,98	58,39
-19	0,722	77,20	59,15
-20	0,741	78,42	59,90
-21	0,759	79,63	60,65
-22	0,778	80,84	61,39
-23	0,796	82,04	62,13
-24	0,815	83,24	62,87
-25	0,833	84,43	63,60
-26	0,852	85,62	64,33
-27	0,870	86,81	65,05
-28	0,889	87,99	65,77

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

13.03.01.2017.100.03 ПЗ

Лист

-1

Продолжение таблицы 3.2

1	1	2	4
-29	0,907	89,17	66,48
-30	0,926	90,34	67,19
-31	0,944	91,51	67,90
-32	0,963	92,68	68,60
-33	0,981	93,84	69,30
-34	1,000	95,00	70,00

По полученным данным построим температурный график сетевой воды от отопительной котельной Кыштымского медеэлектролитного завода – рисунок 3.1.

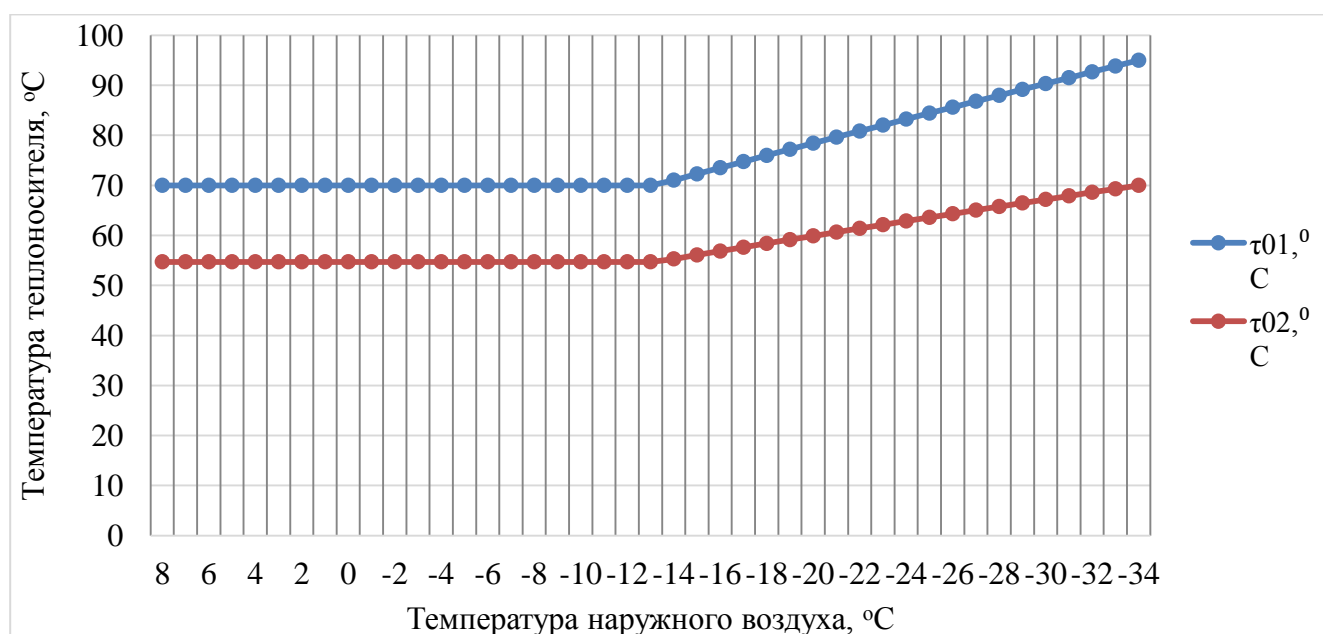


Рисунок 3.1 – Температурный график зависимости температуры теплоносителя (сетевой воды) от температуры наружного воздуха

3.5 Расчет расходов теплоносителя

Расходы теплоносителя на каждого потребителя зависят от вида потребляемой тепловой нагрузки. В Кыштымском медеэлектролитном заводе тепловая нагрузка рассчитывается для покрытия нагрузок на отопление и ГВС.

Расход воды на отопление определяется по формуле (3.20):

$$G_0' = \frac{Q_0'}{c_p \cdot (\tau_{01}'' - \tau_{02}'')}, \quad (3.20)$$

где $c_p = 4,19$ – теплоёмкость теплоносителя (воды), кДж/(кг·К).

Найдем расходы воды на отопление для каждого потребителя по формуле (3.19). Расход воды на отопление для ЦАиМ 1.

Расход воды на отопление, определим по формуле (3.20):

$$G'_0 = \frac{1,34 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (95 - 70)} \cdot 3,6 = 46,053 \text{ т/ч}$$

Расчет расходов теплоносителя (сетевой воды) для других потребителей производится аналогично.

Расход воды на ГВС определяется по формуле (3.21):

$$G'_{ГВС} = \frac{Q'_{ГВС}}{c_p \cdot (\tau''_{01} - \tau''_{02})}, \quad (3.21)$$

Найдем расходы воды на ГВС для каждого потребителя по формуле (3.21). Расход воды на ГВС для ЦАиМ 1.

Расход воды на отопление, определим по формуле (3.21):

$$G'_{ГВС} = \frac{0,0014 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (95 - 70)} \cdot 3,6 = 0,049 \text{ т/ч}$$

Расчет расходов теплоносителя (сетевой воды) для других потребителей производится аналогично. Результаты сведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Расчет расхода теплоносителя на отопление у потребителя

Название объекта	Тип потребителя	Расход теплоносителя на отопление G'_0 , т/ч	Расход теплоносителя на ГВС $G'_{ГВС}$, т/ч	Суммарный расход $\sum G'_0$, т/ч
1	2	3	4	5
Проходная 1	Административное	4,468	0,027	4,495
Блок бытового обслуживания	Административное	8,248	1,093	9,341
Заводоуправление	Административное	3,780	0,471	4,251
Мастерская	Промышленное	2,406	0,016	2,422
Столярный цех (РМЦ)	Промышленное	54,644	0,041	54,685
ЦАиМ1	Промышленное	46,053	0,049	46,102
РМЦ 1 (административное здание)	Административное	7,905	0,990	8,895
Станция технической воды (бытовое помещение)	Промышленное	0,003	0,008	0,011

Продолжение таблицы 3.3

1	2	3	4	5
Станция нейтрализации (бытовое помещение)	Промышленное	0,003	0,008	0,011
Компрессорная	Промышленное	–	0,016	0,016
Цех водоподготовки (бытовое помещение)	Промышленное	0,003	0,008	0,011
Цех электролиза меди (бытовое помещение)	Промышленное	0,045	0,016	0,061
Медеплавильный (административное здание)	Административное	4,124	0,588	4,712
Медеплавильный Цех	Промышленное	–	1,567	1,567
РМЦ	Промышленное	55,675	0,478	56,153
РСЦ	Промышленное	15,809	0,239	16,048
ЖДЦ	Промышленное	18,902	0,041	18,943
Цех электролиза меди (административное здание)	Административное	5,499	0,196	5,695
Столовая	Предприятий общ. питания	2,406	87,905	90,311
Цаим (гараж)	Промышленное	29,212	0,049	29,261
Цаим (административное здание)	Административное	9,967	0,625	10,592
Проходная 2	Административное	2,406	0,027	2,433
Столярный цех, РМЦ (Душевые)	Промышленное	0,148	0,811	0,959
ЦАиМ1 (Душевые)	Промышленное	0,148	0,811	0,959
Цех водоподготовки (Душевые)	Промышленное	0,148	0,811	0,959
Цех электролиза меди (Душевые)	Промышленное	0,148	0,811	0,959
Медеплавильный Цех (Душевые)	Промышленное	0,148	0,811	0,959
РМЦ (Душевые)	Промышленное	0,148	0,811	0,959
РСЦ (Душевые)	Промышленное	0,148	0,811	0,959
ЖДЦ (Душевые)	Промышленное	0,148	0,811	0,959
ЦЭМФ	Промышленное	32,374	0,055	32,429
ЦФ	Промышленное	24,985	0,055	25,040
РСЦ (склад)	Промышленное	81,534	0,034	81,568
ЖДЦ 2	Промышленное	98,635	0,034	98,669
Итого:				615,394

3.6 Построение графика расходов теплоносителя на котельной

Как видно из предыдущего раздела расход теплоносителя на отопление Кыштымского медэлектrolитного завода составляет 615,394 т/ч. Для построения графика расходов необходимо знать следующие величины:

1. Расход теплоносителя (сетевой воды) после отопительной котельной на поселок в интервале температур $t_{нк} = +8 \text{ }^\circ\text{C}$ до $t_{но} = -34 \text{ }^\circ\text{C}$ постоянен, так как регулирование тепловой нагрузки производится качественным методом, и равен суммарному расходу теплоносителя на Кыштымском медэлектrolитном заводе: $G_{нод} = 615,394 \text{ т/ч}$.

2. Расход сетевой воды после отопительных установок на входе в котельную с завода принимаем равным расходу сетевой воды в подающем трубопроводе без учета потерь теплоносителя в тепловых сетях и местных системах отопления:

$$G_{обр} = 615,394 \text{ т/ч}$$

По полученным данным построим график расходов теплоносителя на отопительной котельной Кыштымского медэлектrolитного завода – рисунок 3.2.

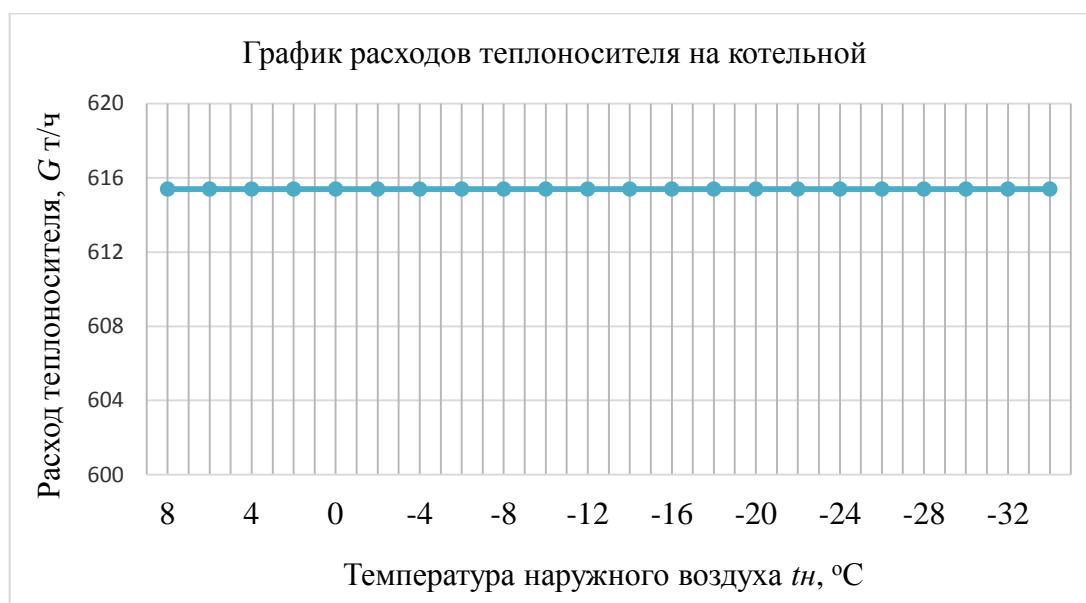


Рисунок 3.2 – График зависимости расходов сетевой воды от температуры наружного воздуха

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.01.2017.100.03 ПЗ

Лист

-1

4 РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ КОТЕЛЬНОЙ

Тепловая схема – это визуальное изображение, показывающее схему присоединения основного и вспомогательного оборудования с помощью связующих трубопроводов, а также пути движения рабочего тела. Схемы подразделяются на принципиальные, развернутые и монтажные. На принципиальных указывается только основное оборудование и трубопроводы без арматуры, на развернутой – все установленное оборудование, а также запорно-регулирующая арматура, монтажные схемы выполняются аксонометрическими [19].

Расчет тепловой схемы необходим для определения нагрузок и расходов теплоносителя.

4.1 Расчет тепловой схемы водогрейной части котельной

Задача водогрейной части котельной – подготовить сетевую воду для покрытия нагрузок отопления и вентиляции.

Подпиточная сетевая вода забирается из баков-аккумуляторов и вводится за водогрейными котлами. После котлов сетевая вода отпускается потребителю.

Для расчета тепловой схемы данной части котельной необходимо выбрать котельные агрегаты. Максимальное число работающих котлов будет в максимально зимнем режиме. Исходные данные к расчету водогрейной части котельной представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Исходные данные к расчету водогрейной части котельной

Наименование параметра	$t_{но} = -34, \text{ }^\circ\text{C}$	$t_n > 8, \text{ }^\circ\text{C}$
Тепловая нагрузка на ГВС, МВт	2,940	1,5
Тепловая нагрузка на отопление, МВт	14,816	–
Температура в подающем трубопроводе, $\tau_1, \text{ }^\circ\text{C}$	95,0	70,0
Температура воды в обратном трубопроводе, $\tau_2, \text{ }^\circ\text{C}$	70,0	54,5

4.1.1 Расчет тепловой схемы водогрейной части котельной для холодного периода

Произведем расчет водогрейной части котельной для холодного расчетного режима при температуре наружного воздуха $t_{но} = -34 \text{ }^\circ\text{C}$.

Производительность котельной определяется по формуле (4.1):

$$Q_k = Q_o + Q_{гвс}, \quad (4.1)$$

где $Q_o = 14,816$ – тепловая нагрузка на отопление, МВт;

$Q_{гвс} = 2,94$ – тепловая нагрузка на ГВС, МВт.

$$Q_k = 14,816 + 2,94 = 17,76 \text{ МВт}$$

Расход тепла на собственные нужды котельной определяется по формуле (4.2):

$$Q_{сн} = 0,015 \cdot Q_k \quad (4.2)$$

$$Q_{сн} = 0,015 \cdot 17,76 = 0,27 \text{ МВт}$$

Суммарная производительность котельной определяется по формуле (4.3):

$$Q_{кот} = Q_k + Q_{сн} \quad (4.3)$$

$$Q_{кот} = 17,76 + 0,27 = 18,03 \text{ МВт}$$

Расход сетевой воды определяется по формуле (4.4):

$$G_c = \frac{Q_k}{(\tau_1 - \tau_2) \cdot c_p} \quad (4.4)$$

где $c_p = 4,19$ – удельная теплоемкость воды, кДж/(кг·К).

$$G_c = \frac{17,76 \cdot 10^6}{(95 - 70) \cdot 4,19 \cdot 10^3} = 169,51 \text{ кг/с}$$

Расход на подпитку воды и потери в тепловой схеме определяется по формуле (4.5):

$$G_{под} = G_{хов} = 0,02 \cdot G_c \quad (4.5)$$

$$G_{под} = G_{хов} = 0,02 \cdot 169,51 = 3,39 \text{ кг/с}$$

Расход воды через котельные агрегаты определяется по формуле (4.6):

$$G_k = \frac{Q_{кот}}{(t_k'' - t_k') \cdot c_p}, \quad (4.6)$$

где $t_k'' = 150$ – температура воды на выходе из котла, °С;

$t_k' = 70$ – температура воды на входе в котел, °С.

					13.03.01.2017.100.03 ПЗ	Лист
						-1
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$G_k = \frac{18,03 \cdot 10^6}{(150 - 70) \cdot 4,19 \cdot 10^3} = 53,77 \text{ кг/с}$$

Произведем пересчет температуры воды на выходе из котла при $t'_k = 70 \text{ }^\circ\text{C}$ по формуле (4.7):

$$t''_k = t'_k + \frac{Q_{кон}}{G_k \cdot c_p} \quad (4.7)$$

$$t''_k = 70 + \frac{18,03 \cdot 10^6}{53,77 \cdot 4,19 \cdot 10^3} = 150,0 \text{ }^\circ\text{C}$$

Расход воды на собственные нужды, при $t'_k = 70 \text{ }^\circ\text{C}$ определяется по формуле (4.8):

$$G_{сн} = \frac{Q_{сн}}{(t''_k - t'_k) \cdot c_p} \quad (4.8)$$

$$G_{сн} = \frac{0,27 \cdot 10^3}{(150 - 70) \cdot 4,19} = 0,79 \text{ кг/с}$$

Расход воды на линии рециркуляции определяется по формуле (4.9):

$$G_{реци} = \frac{G_k \cdot (t'_k - \tau_2)}{t''_k - \tau_2} \quad (4.9)$$

$$G_{реци} = 0 \text{ кг/с}$$

Расход воды на перемычке определяется по формуле (4.10):

$$G_{нм} = \frac{G_c \cdot (t''_k - \tau_1)}{t''_k - \tau_2} \quad (4.10)$$

$$G_{нм} = 0 \text{ кг/с}$$

Расход исходной воды определяется по формуле (4.11):

$$G_{исх} = 1,2 \cdot G_{нод} = 1,2 \cdot G_{хов} \quad (4.11)$$

					13.03.01.2017.100.03 ПЗ	Лист
						-1
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$G_{исх} = 1,2 \cdot 3,39 = 4,07 \text{ кг/с}$$

Расчетный расход воды через котельный агрегат определяется по формуле (4.12):

$$G_{\kappa}^p = \frac{Q_{\kappa}}{(t_{\kappa}'' - t_{\kappa}') \cdot c_p} \quad (4.12)$$

$$G_{\kappa}^p = \frac{17,76 \cdot 10^3}{(150 - 70) \cdot 4,19} = 52,97 \text{ кг/с}$$

Относительная погрешность между расчетным и номинальным расходом воды через котельный агрегат определяется по формуле (4.13):

$$\Delta = \frac{G_{\kappa}^p - G_{\kappa}}{G_{\kappa}^p} \quad (4.13)$$

$$\Delta = \frac{52,97 - 53,77}{52,97} = 1,5 \%$$

Так как погрешность составляет меньше 2 %, расчет считается законченным.

4.1.2 Расчет тепловой схемы водогрейной части котельной для теплого периода

Произведем расчет водогрейной части котельной для теплого расчетного режима при температуре наружного воздуха $t_n > 8 \text{ }^{\circ}\text{C}$.

Производительность котельной определяется по формуле (4.13):

$$Q_{\kappa} = Q_o + Q_{гвс}, \quad (4.13)$$

где $Q_o = 0$ – тепловая нагрузка на отопление, МВт;

$Q_{гвс} = 1,5$ – тепловая нагрузка на ГВС, МВт.

$$Q_{\kappa} = 0 + 1,5 = 1,5 \text{ МВт}$$

Расход тепла на собственные нужды котельной определяется по формуле (4.2):

					13.03.01.2017.100.03 ПЗ	Лист
						-1
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$Q_{сн} = 0,015 \cdot 1,5 = 0,02 \text{ МВт}$$

Суммарная производительность котельной определяется по формуле (4.3):

$$Q_{кот} = 1,5 + 0,02 = 1,52 \text{ МВт}$$

Расход сетевой воды определяется по формуле (4.4):

$$G_c = \frac{1,5 \cdot 10^3}{(70 - 54,5) \cdot 4,19} = 21,11 \text{ кг/с}$$

Расход на подпитку воды и потери в тепловой схеме определяется по формуле (4.5):

$$G_{под} = G_{хов} = 0,02 \cdot 21,11 = 0,46 \text{ кг/с}$$

Расход воды через котельные агрегаты определяется по формуле (4.6):

$$G_k = \frac{1,52 \cdot 10^6}{(70 - 54,5) \cdot 4,19 \cdot 10^3} = 23,44 \text{ кг/с}$$

Произведем пересчет температуры воды на выходе из котла при $t'_k = 70 \text{ }^\circ\text{C}$ по формуле (4.7):

$$t''_k = 70 + \frac{1,52 \cdot 10^6}{23,44 \cdot 4,19 \cdot 10^3} = 85,5 \text{ }^\circ\text{C}$$

Расход воды на собственные нужды, при $t'_k = 70 \text{ }^\circ\text{C}$ определяется по формуле (4.8):

$$G_{сн} = \frac{0,02 \cdot 10^3}{(85,5 - 70) \cdot 4,19} = 0,35 \text{ кг/с}$$

Расход воды на линии рециркуляции определяется по формуле (4.9):

$$G_{рец} = \frac{23,44 \cdot (70 - 54,5)}{85,5 - 54,5} = 11,72 \text{ кг/с}$$

Расход воды на перемычке определяется по формуле (4.10):

					13.03.01.2017.100.03 ПЗ	Лист
						-1
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$G_{нм} = \frac{23,11 \cdot (85,5 - 70)}{85,5 - 54,5} = 11,56 \text{ кг/с}$$

Расход исходной воды определяется по формуле (4.11):

$$G_{исх} = 1,2 \cdot 0,46 = 0,55 \text{ кг/с}$$

Расчетный расход воды через котельный агрегат определяется по формуле (4.12):

$$G_{к}^p = \frac{1,5 \cdot 10^3}{(85,5 - 70) \cdot 4,19} = 23,1 \text{ кг/с}$$

Относительная погрешность между расчетным и номинальным расходом воды через котельный агрегат определяется по формуле (4.13):

$$\Delta = \frac{23,1 - 23,44}{23,1} = 1,47 \%$$

Так как погрешность составляет меньше 2 %, расчет считается законченным.

					<i>13.03.01.2017.100.03 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		-1

5 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ АНАЛОГОВ

В рамках технического перевооружения котельной необходимо рассмотреть различные котельные агрегаты способные покрыть установленную нагрузку.

5.1 Отечественным вариант – котел серии КВ-ГМ

Котлы серии КВ-ГМ (КВ-ГМ) производства Бийского котельного завода предназначены для получения горячей воды с номинальной температурой на выходе из котла 150 °С, используемой в системе централизованного теплоснабжения на нужды отопления и горячего водоснабжения объектов промышленного и бытового назначения, а также для технологических целей предприятий различных отраслей. Котлы предназначены для работы в закрытой системе теплоснабжения с принудительной циркуляцией воды.

Котлы водотрубные, горизонтальной компоновки, состоящие из двух блоков – топчного и конвективного. Производятся серийно в широком диапазоне мощностей от 4 МВт до 35 МВт.

Котлы, по согласованию с производителем, могут быть оборудованы зарубежными и отечественными газовыми горелками соответствующей производительности.

Устройство возврата уноса и острого дутья в котлах даёт более полное выгорание топлива, и, следовательно, меньший расход топлива и снижение выбросов СО, не превышающее допустимых значений.

Котлы серии КВ-ГМ долговечны, ремонтпригодны, просты в обслуживании, имеют доступ для осмотра, ремонта и очистки труб. В качестве топлива потребляется газ или жидкое топливо мазут. С горелкой котлы работают в автоматическом режиме, имея возможность регулировки параметров и стабильность несения нагрузки.

Конструкция котлов рассчитана на установку в районах с сейсмичностью 9 баллов включительно [20].

5.2 Зарубежный вариант – котел Viessman серии Vitomax 200-WS

К представителям зарубежных котельных агрегатов относится водогрейный котел Viessman Vitomax 200-WS немецкого производства.

Рассматриваемый котел предназначен для получения горячей воды, используемой в системах отопления и горячего водоснабжения промышленного и бытового назначения, а также для технологических целей.

Он может эксплуатироваться на газе или жидком топливе. Котел с КПД 94 процента экономичен и эффективен в работе. Дополнительный циркуляционный трубопровод в нижней части котла служит для внутренней циркуляции котловой воды и, тем самым, для оптимальной теплоаккумуляции в водогрейном котле. Особенностью конструкции является жаровая труба, имеющая центральное расположение, с обратным ходом продуктов сгорания. Корпус котла состоит из

					13.03.01.2017.100.03 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		-1

цилиндрической обечайки, передней и задней трубных решёток, днища, гладкой жаровой трубы, дымогарных труб [21].

В таблице 5.1 сравним основные характеристики котлов КВ-ГМ-10-150 и VITOMAX 200-WS (11,63 МВт).

Таблица 5.1 – Сравнение отечественных и зарубежных котлоагрегатов [21–23]

Модель котла	КВ-ГМ-10-150	VITOMAX 200-WS
Номинальная мощность, МВт	11,63	11,63
Вид топлива	Природный газ, жидкое топливо	Природный газ, жидкое топливо
КПД, %	92,5	94,0
Максимальная температура воды на выходе из котла, °С	150,0	140,0
Минимальная температура воды на входе в котел, °С	70,0	70,0
Температура уходящих газов, °С	150,0	150,0
Срок службы, лет	20	20
Розница, тыс. руб.	~15 498,9	~16 347,5

Котел серии КВ-ГМ имеет достаточно высокий КПД и срок службы. При приблизительно одинаковых технических характеристиках зарубежный котел превосходит отечественный в цене, исходя из этого приоритет отдается котельному агрегату КВ-ГМ. Возможность быстрой доставки комплектующих к оборудованию также является несомненным плюсом котлов Российского производства.

Таким образом, для котельной ЗАО «КМЭЗ» выбираем котел КВ-ГМ-10-150 мощностью 11,63 МВт.

6 РАСЧЕТ ВОДОГРЕЙНОГО КОТЛА КВ-ГМ-10-150

					13.03.01.2017.100.03 ПЗ	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

расположенных U-образных ширм, выполненных из труб диаметром 28×3 мм; кроме того, все стояки сдвинуты относительно друг друга поперек продольной оси экрана на 64 мм, что обеспечивает размещение U-образных пакетов ширм в виде гребенок – в шахматном порядке с шагом $S_1 = 64$ мм. и $S_2 = 40$ мм;

- правый потолочный экран конвективной шахты – изогнутые трубы, которые экранируют правую стенку и потолок до середины конвективной шахты, и приварены соответственно к промежуточному и верхнему коллекторам конвективной шахты;

- левую боковую стенку и левый потолочный экран конвективной шахты – выполнены аналогично правой стенке;

- заднюю стенку – вертикальные трубы диаметром 60×3 мм, установленные с шагом 64 мм, которые приварены к верхнему и нижнему коллекторам задней стенки шахты.

Все экранные трубы топки и стояки конвективной шахты приварены непосредственно к коллекторам-камерам диаметром $\varnothing 219 \times 10$ мм. Все верхние коллекторы топки и конвективной шахты имеют воздушники для выпуска воздуха, а нижние – спускные вентили [24]. Техническая характеристика водогрейного котла КВГМ-10-150 представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Технические характеристики котла КВ-ГМ-10-150 [22]

Наименование показателя	Значение
1	2
Теплопроизводительность номинальная, МВт	10
Вид топлива	газ/жидкое топливо
Расчетное (избыточное) давление воды на входе в котел, МПа	2,5
Минимальное (абсолютное) давление воды на выходе из котла, МПа	1,0
Температура воды на входе, °С	70
Температура воды на выходе, °С	150
Гидравлическое сопротивление, МПа	0,25
Диапазон регулирования теплопроизводительности по отношению к номинальной, %	20–100
Масса котла расчетная, кг.	48 900
Расход воды, т/ч.	123,5
Средний срок службы до списания, лет, не менее	15 лет или 750 часов
КПД котла, %, не менее, газ/мазут	92,5/89
Эквивалентный уровень шума в зоне обслуживания, ДБа, не более	80

Продолжение таблицы 6.1

1	2
Температура наружной (изолированной) поверхности нагрева котла, °С	55
Суммарное аэродинамическое сопротивление, мм.вод.ст, газ/мазут	65/67
Температура уходящих газов, °С, газ/мазут	150/250

6.2 Тепловой расчет котла

Тепловой расчет котельного агрегата может иметь двойное назначение:

– при проектировании нового котельного агрегата по заданным параметрам его работы (температуры питательной воды, подогрева воздуха и др.) определяют величины всех его поверхностей нагрева;

– при наличии готового котельного агрегата проверяют соответствие всех величин поверхностей нагрева заданным параметрам его работы.

Первый вид расчета называется конструктивным, второй – поверочным [25]. В выпускной квалификационной работе выполняется поверочный расчет. Величины котельного агрегата рассчитывают последовательно, начиная с топки, с последующим переходом к конвективным поверхностям нагрева. Предварительно выполняют ряд вспомогательных расчетов: составляют сводку конструктивных характеристик элементов котельного агрегата, определяют количество воздуха, необходимого для горения, количество дымовых газов по газходам котельного агрегата и их энтальпию; составляют тепловой баланс котельного агрегата.

Исходные данные:

1. Топливо – природный газ. Состав:

- метан $CH_4 = 92,6 \%$;
- этан $C_2H_6 = 3,1 \%$;
- пропан $C_3H_8 = 0,4 \%$;
- изобутан $C_4H_{10} = 0,1 \%$;
- пентан $C_5H_{12} = 0,1 \%$;
- азот $N_2 = 0,9 \%$;
- угарный газ $CO = 0,1$;
- углекислый газ $CO_2 = 0,4$;
- водород $H_2 = 0,3$;
- кислород $O_2 = 2,0$;
- сероводород $H_2S = 0,1$.

Низшая теплота сгорания топлива: $Q_n^p = 33,49 \text{ МДж/м}^3$;

2. Теплопроизводительность котла – 10 Гкал/час (11,63 МВт);

					13.03.01.2017.100.03 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

3. Параметры воды:

- давление на входе в котел, $p_{ex} = 0,6$ МПа (6,0 кгс/см²);
 - температура на входе в котел, $t_{ex} = 70$ °С;
 - температура на выходе из котла, $t_{вых} = 150$ °С;
4. Температура наружного воздуха, $t_n = -34$ °С;
5. Температура уходящих газов, $t_{yx} = 150$ °С;

Объемы продуктов сгорания газообразных топлив отличаются на величину объема воздуха и водяных паров, поступающих в котел с избыточным воздухом.

Объемы, энтальпии воздуха и продуктов сгорания определяют в расчете на 1 м³ газообразного топлива. Расчеты выполняют без учета химической и механической неполноты сгорания топлива.

Теоретический необходимый объем воздуха определяется по формуле (6.1):

$$V_g^0 = 0,0476 \cdot \left[0,5 \cdot (CO + H_2) + 1,5 \cdot H_2S + \sum \left(m + \frac{n}{4} \right) \cdot C_m H_n - O_2 \right], \quad (6.1)$$

где m, n – число атомов углерода и водорода в химической формуле углеводородов, входящих в состав топлива.

$$V_g^0 = 0,0476 \cdot \left[0,5 \cdot (0,1 + 0,3) + 1,5 \cdot 0,1 + \left(1 + \frac{4}{4} \right) \cdot 92,6 + \left(2 + \frac{6}{4} \right) \cdot 3,1 + \right. \\ \left. + \left(3 + \frac{8}{4} \right) \cdot 0,4 + \left(4 + \frac{10}{4} \right) \cdot 0,1 - 2 \right] = 9,38 \text{ м}^3 / \text{м}^3$$

Теоретический объем трехатомных газов определим по формуле (6.2):

$$V_{RO_2} = 0,01 \cdot (CO_2 + CO + H_2S + \sum m \cdot C_m H_n) \quad (6.2)$$

$$V_{RO_2} = 0,01 \cdot (0,4 + 0,1 + 0,1 + 92,6 + 2 \cdot 3,1 + 3 \cdot 0,4 + 4 \cdot 0,1) = 1,01 \text{ м}^3 / \text{м}^3$$

Теоретический объем двухатомных газов определим по формуле (6.3):

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot V^0 + \frac{N_2}{100} \quad (6.3)$$

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot 9,38 + \frac{0,9}{100} = 7,42 \text{ м}^3 / \text{м}^3$$

					13.03.01.2017.100.03 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

Теоретический объем водяных паров определим по формуле (6.4):

$$V_{H_2O}^0 = 0,01 \cdot (H_2 + H_2S + 0,5 \cdot \sum n \cdot C_m H_n + 0,124 \cdot d) + 0,0161 \cdot V^0, \quad (6.4)$$

где $d = 10$ – влагосодержание топлива, отнесенное к 1 м^3 сухого газа, г/м^3 .

$$V_{H_2O}^0 = 0,01 \cdot [0,3 + 0,1 + 0,5 \cdot (4 \cdot 92,6 + 6 \cdot 3,1 + 8 \cdot 0,4 + 10 \cdot 0,1) + 0,124 \cdot 10] + \\ + 0,0161 \cdot 9,38 = 2,133 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Теоретический объем дымовых газов определяется по формуле (6.5):

$$V_2^0 = V_{RO_2}^0 + V_{N_2}^0 + V_{H_2O}^0 \quad (6.5)$$

$$V_2^0 = 1,01 + 7,42 + 2,133 = 10,56 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Действительное количество воздуха, поступающего в топку, отличается от теоретически необходимого в α раз, где α – коэффициент избытка воздуха. Выбираем коэффициент избытка воздуха на входе в топку α_m и присосы воздуха по газоходам $\Delta\alpha$ и находим расчетные коэффициенты избытка воздуха в газоходах α'' , все данные сведены в таблицу 6.2.

Таблица 6.2 – Присосы воздуха по газоходам $\Delta\alpha$ и расчетные коэффициенты избытка воздуха в газоходах α''

Участки газового тракта	$\Delta\alpha$	α''
Топка	0,10	1,10
Конвективный пучок	0,05	1,15

Наличие присосов воздуха приводит к тому, что объем продуктов сгорания будет отличаться от теоретического, поэтому необходимо рассчитать действительные объемы газов и объемные доли газов. Так как присосы воздуха не содержат трехатомных газов, то объем этих газов V_{RO_2} от коэффициента избытка воздуха не зависит и во всех газоходах остается постоянным и равным теоретическому.

Действительный объем дымовых газов определим по формуле (6.6):

$$V_2 = V_{N_2} + V_{RO_2} + V_{H_2O}, \quad (6.6)$$

где $V_{N_2} = V_{N_2}^0 + (\alpha - 1) \cdot V^0$ – действительный объем азота, $\text{м}^3/\text{м}^3$;

$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,0161 \cdot (\alpha - 1) \cdot V^0$ – действительный объем водяных паров, $\text{м}^3/\text{м}^3$.

Определим действительный объем дымовых газов для топочной камеры при $\alpha = 1,1$:

$$V_{N_2} = 7,42 + (1,1 - 1) \cdot 9,38 = 8,36 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

$$V_{H_2O} = 2,133 + 0,0161 \cdot (1,1 - 1) \cdot 9,38 = 2,15 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

$$V_2 = 8,36 + 1,01 + 2,15 = 11,52 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Доля трехатомных газов определяется по формуле (6.7):

$$r_{RO_2} = \frac{V_{RO_2}^0}{V_2} \quad (6.7)$$

$$r_{RO_2} = \frac{1,01}{11,52} = 0,09$$

Доля водяных паров определяется по формуле (6.8):

$$r_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{V_2} \quad (6.8)$$

$$r_{H_2O} = \frac{2,15}{11,52} = 0,19$$

Суммарная объемная доля трехатомных газов определяется по формуле (6.9):

$$r_n = r_{H_2O} + r_{RO_2} \quad (6.9)$$

$$r_n = 0,19 + 0,09 = 0,28$$

Определим действительный объем дымовых газов для конвективного пучка при $\alpha = 1,15$:

$$V_{N_2} = 7,42 + (1,15 - 1) \cdot 9,38 = 8,83 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

					<i>13.03.01.2017.100.03 ПЗ</i>	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$V_{H_2O} = 2,133 + 0,0161 \cdot (1,15 - 1) \cdot 9,38 = 2,16 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

$$V_z = 8,83 + 1,01 + 2,15 = 11,99 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Доля трехатомных газов определяется по формуле (6.7):

$$r_{RO_2} = \frac{1,01}{11,99} = 0,08$$

Доля водяных паров определяется по формуле (6.8):

$$r_{H_2O} = \frac{2,16}{11,99} = 0,18$$

Суммарная объемная доля трехатомных газов определяется по формуле (6.9):

$$r_n = 0,18 + 0,08 = 0,26$$

Теплосодержание продуктов сгорания рассчитывается по формуле (6.10):

$$I_z = I_z^0 + I_g^0 \cdot (\alpha - 1), \quad (6.10)$$

где $I_z^0 = (V_{RO_2}^0 \cdot c_{RO_2} + V_{H_2O}^0 \cdot c_{H_2O} + V_{N_2}^0 \cdot c_{N_2}) \cdot \vartheta$ – теоретическое теплосодержание газов, кДж/м³;

$I_g^0 = V^0 \cdot c_g \cdot \vartheta$ – теоретическое теплосодержание воздуха, кДж/м³;

ϑ – температура газов, °С;

$c_{RO_2}, c_{H_2O}, c_{N_2}, c_g$ – объёмные теплоёмкости трёхатомных газов, водяных паров, азота и холодного воздуха и постоянном давлении (равном атмосферному) [26, табл. 2–4], кДж/(м³ · К).

Энтальпии теоретического объема воздуха и продуктов сгорания при $\alpha = 1$ сведены в таблицу 6.3.

Таблица 6.3 – Энтальпия теоретического объема воздуха и продуктов сгорания топлива

$\vartheta, \text{°С}$	$I_g^0, \text{кДж/м}^3$	$V_{RO_2}^0 \cdot c_{RO_2}, \text{кДж/м}^3$	$V_{N_2}^0 \cdot c_{N_2}, \text{кДж/м}^3$	$V_{H_2O}^0 \cdot c_{H_2O}, \text{кДж/м}^3$	$I_z^0, \text{кДж/м}^3$
1	2	3	4	5	6
30	365,8	–	–	–	–

Продолжение таблицы 6.3

1	2	3	4	5	6
100	1 238,2	170,7	964,6	322,1	1 457,4
200	2 495,1	360,6	1 929,2	648,4	2 938,2
300	3 780,1	564,6	2 908,6	987,6	4 460,8
400	5 084,0	779,7	3 910,3	1 335,3	6 025,3
500	6 415,9	1 006,0	4 926,9	1 693,6	7 626,4
600	7 785,4	1 234,2	5 965,7	2 062,6	9 262,5
700	9 183,0	1 475,6	7 019,3	2 446,6	10 941,5
800	10 599,4	1 721,0	8 110,1	2 847,6	12 678,7
900	12 015,8	1 970,5	9 223,1	3 250,7	14 444,3
1 000	13 469,7	2 224,0	10 343,5	3 679,4	16 246,9
1 100	14 961,1	2 481,6	11 463,9	4 108,2	18 053,6
1 200	16 452,5	2 744,2	12 576,9	4 545,4	19 866,5
1 300	18 112,8	3 005,8	13 727,0	4 999,8	21 732,5
1 400	19 472,9	3 272,4	14 906,8	5 456,2	23 635,4
1 500	21 001,8	3 539,0	16 056,9	5 927,6	25 523,5
1 600	22 540,1	3 804,7	17 236,7	6 401,1	27 442,5
1 700	24 069,1	4 075,4	18 416,4	6 883,2	29 375,0
1 800	25 598,0	4346,0	19 603,6	7 375,9	31 325,6
1 900	27 173,9	4 616,7	20 813,1	7 866,5	33 296,3
2 000	28 740,3	4 891,4	21 992,9	8 374,2	35 258,5
2 100	30 381,8	5 166,2	23 202,3	8 875,4	37 243,9
2 200	31 882,6	5 440,9	24 411,8	9 383,1	39 235,7

Энтальпию продуктов сгорания на 1 м³ топлива при $\alpha > 1$ рассчитываем по формуле (6.10). Результаты расчетов по определению энтальпий при различных температурах газов сводим в таблицу 6.4.

Таблица 6.4 – Энтальпия продуктов сгорания в газоходах

$\vartheta, ^\circ\text{C}$	$I_2^0, \text{кДж/м}^3$	$I_8^0, \text{кДж/м}^3$	Топка, $\alpha_m = 1,1$		Конвективный пучок, $\alpha_{к.н} = 1,15$	
			$I_2, \text{кДж/м}^3$	$\Delta I_2, \text{кДж/м}^3$	$I_2, \text{кДж/м}^3$	$\Delta I_2, \text{кДж/м}^3$
1	2	3	4	5	6	7
30	–	366	–	–	–	–
100	1 457	1 238	1 581	1 581	1 643	1 643
200	2 938	2 495	3 188	1 607	3 312	1 669
300	4 461	3 780	4 839	1 651	5 028	1 715
400	6 025	5 084	6 534	1 695	6 788	1 760
500	7 626	6 416	8 268	1 734	8 589	1 801
600	9 263	7 785	10 041	1 773	10 430	1 841

Продолжение таблицы 6.4

1	2	3	4	5	6	7
700	10 941	9 183	11 860	1 819	12 319	1 889
800	12 679	10 599	13 739	1 879	14 269	1 950
900	14 444	12 016	15 646	1 907	16 247	1 978
1 000	16 247	13 470	17 594	1 948	18 267	2 021
1 100	18 054	14 961	19 550	1 956	20 298	2 030
1 200	19 866	16 453	21 512	1 962	22 334	2 037
1 300	21 733	18 113	23 544	2 032	24 449	2 115
1 400	23 635	19 473	25 583	2 039	26 556	2 107
1 500	25 524	21 002	27 624	2 041	28 674	2 117
1 600	27 442	22 540	29 696	2 073	30 823	2 150
1 700	29 375	24 069	31 782	2 085	32 985	2 162
1 800	31 326	25 598	33 885	2 103	35 165	2 180
1 900	33 296	27 174	36 014	2 128	37 372	2 207
2 000	35 258	28 740	38 133	2 119	39 570	2 197
2 100	37 244	30 382	40 282	2 150	41 801	2 232
2 200	39 236	31 883	42 424	2 142	44 018	2 217

6.3 Тепловой баланс котла и расход топлива

Соотношение, связывающее приход тепла в котельный агрегат от сгорания топлива (располагаемая теплота топлива Q_p^p), полезно используемая теплота, приносимая горячей водой и потери в окружающую среду называются тепловым балансом котельного агрегата.

Для действующего котла тепловой баланс составляют на основании результатов тепловых испытаний с целью получения данных для анализа эффективности его работы. При тепловом расчете тепловой баланс составляют используя нормативные данные для определения расчетного расхода топлива проектируемого котла. Проведем расчет теплового баланса котла КВ-ГМ-10-150.

Располагаемое тепло топлива определяется по формуле (6.11):

$$Q_p^p = Q_n^p \quad (6.11)$$

$$Q_p^p = 33494 \text{ кДж/м}^3$$

Потеря теплоты от химической неполноты сгорания топлива [26, табл. 3–1]:

$$q_3 = 0,5 \%$$

Потеря теплоты от механической неполноты сгорания топлива [26, табл. 3–1]:

$$q_4 = 0 \%$$

Температура уходящих газов из котла:

$$g_{yx} = 150 \text{ }^\circ\text{C}$$

Энтальпия уходящих газов, определяемая для температуры $g_{yx} = 150 \text{ }^\circ\text{C}$ по таблице 6.4:

$$I_{yx} = 2739,11 \text{ кДж/м}^3$$

Температура воздуха в котельной: $t_{xв} = 30 \text{ }^\circ\text{C}$

Теоретическая энтальпия воздуха в котельной: $I_{xв}^0 = 365,82 \text{ кДж/м}^3$.

Потеря теплоты с уходящими газами: Потери тепла с уходящими газами определяем по формуле (6.12):

$$\frac{(I_{yx} - \alpha_{yx} \cdot I_{xв}^0) \cdot (100 - q_4)}{Q_p^p} \quad (6.12)$$

где $\alpha_{yx} = 1,29$ – коэффициент избытка воздуха уходящих газов.

$$q_2 = \frac{(2739,11 - 1,19 \cdot 365,82) \cdot (100 - 0)}{33494} = 6,77 \%$$

Потеря теплоты от наружного охлаждения [2, рис. 3–1]:

$$q_5 = 1 \%$$

Сумма потерь тепла определяем по формуле (6.13):

$$\sum q_i = q_2 + q_3 + q_4 + q_5 \quad (6.13)$$

$$\sum q_i = 6,77 + 0,5 + 0 + 1 = 8,27 \%$$

Коэффициент полезного действия котла (брутто), рассчитываем по формуле (6.14):

					13.03.01.2017.100.03 ПЗ	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\eta^{BP} = 100 - \sum q_i \quad (6.14)$$

$$\eta^{BP} = 100 - 8,27 = 91,73 \%$$

Коэффициент сохранения тепла определяется по формуле (6.15):

$$\varphi = 1 - \frac{q_5}{\eta^{BP} + q_5} \quad (6.15)$$

$$\varphi = 1 - \frac{0,5}{91,73 + 1} = 0,99$$

Полный расход топлива определяется по техническим характеристикам котельного агрегата [27]: $B = 0,79 \text{ м}^3/\text{с}$.

6.4 Расчет теплообмена в топке

Необходимо провести поверочный расчет топки котла.

Суммарная площадь лучевоспринимающей поверхности:

$$H_{л} = 82,8 \text{ м}^2$$

Полная площадь стен топочной камеры:

$$F_{cm} = 90,9 \text{ м}^2$$

Объем топочной камеры:

$$V_m = 38,3 \text{ м}^3$$

Коэффициент загрязнения экранов (для природного газа):

$$\xi = 0,65$$

Коэффициент тепловой эффективности экранов для камерных топок определяем по формуле (6.16):

$$\Psi_{cp} = \frac{H_{л} \cdot \xi}{F_{cm}} \quad (6.16)$$

					<i>13.03.01.2017.100.03 ПЗ</i>	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\Psi_{cp} = \frac{82,8 \cdot 0,65}{90,9} = 0,577$$

Эффективная толщина излучающего слоя пламени определяется по формуле (6.17):

$$S = \frac{3,6 \cdot V_m}{F_{cm}} \quad (6.17)$$

$$S = \frac{3,6 \cdot 38,3}{90,9} = 1,57 \text{ м}$$

Полная высота топки по конструктивным размерам:

$$H_m = 3,58 \text{ м}$$

Высота расположения горелок по конструктивным размерам:

$$h_2 = 2,4 \text{ м}$$

Относительный уровень расположения горелок определяется по формуле (6.18)

$$x_m = \frac{h_2}{H_m} \quad (6.18)$$

$$x_m = \frac{2,4}{3,58} = 0,67$$

Параметр, учитывающий характер распределения максимальных температур пламени по высоте топки определяется по формуле (6.19):

$$M = 0,59 - 0,5 \cdot x_m \quad (6.19)$$

$$M = 0,59 - 0,2 \cdot 0,67 = 0,25$$

Полезное тепловыделение в топке определяется по формуле (6.20):

$$Q_m = \frac{Q_P^P \cdot \eta^{BP}}{100 - q_4} \quad (6.20)$$

					13.03.01.2017.100.03 ПЗ	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$Q_m = \frac{34494 \cdot 91,733}{100 - 0} = 30724,4 \text{ кДж/м}^3$$

Теоретическую (адиабатическую) температуру горения, определяем по таблице 6.4 для Q_m :

$$g_a = 1871 \text{ }^\circ\text{C}$$

Температура газов на выходе из топки примем равной:

$$g_m'' = 995 \text{ }^\circ\text{C}$$

Энтальпия газов на выходе из топки определим по таблице Табл. 6-4 для температуры $g_m'' = 995 \text{ }^\circ\text{C}$:

$$I_m'' = 17496 \text{ кДж/м}^3$$

Средняя теплоемкость продуктов сгорания, определяется по формуле (6.21):

$$(VC)_{cp} = \frac{Q_m - I_m''}{g_a - g_m''} \quad (6.21)$$

$$(VC)_{cp} = \frac{30724,4 - 17496}{1871 - 995} = 18,07 \text{ кДж/(м}^3 \cdot \text{К)}$$

Объемная доля водяных паров определяется по формуле (6.10):

$$r_{H_2O} = 0,19$$

Объемная доля трехатомных газов определяется по формуле (6.11):

$$r_n = 0,28$$

Абсолютное давление газов в топке, принимается по [28, п. 6-06]:

$$p = 0,1 \text{ МПа}$$

Суммарная поглощательная способность трехатомных газов и паров определяется по формуле (6.22):

					13.03.01.2017.100.03 ПЗ	Лист
						45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$p_n s = p \cdot r_n \cdot s \quad (6.22)$$

$$p_n s = 0,1 \cdot 0,28 \cdot 1,57 = 0,042 \text{ м} \cdot \text{МПа}$$

Коэффициент ослабления лучей для трехатомных газов принимаем по [7, рис. 5–5]:

$$k_e r_n = 8,35 \text{ 1/}(\text{м} \cdot \text{МПа})$$

Коэффициент ослабления лучей сажистыми частицами определяется по [7, стр. 31]:

$$k_c = 0,012 \text{ 1/}(\text{м} \cdot \text{МПа})$$

Коэффициент ослабления лучей топочной средой определяем по формуле (6.23):

$$k = k_e r_n + k_c \cdot \chi_1 \cdot \chi_2, \quad (6.23)$$

где χ_1, χ_2 – безразмерные единицы: $\chi_1 = 0,5$; $\chi_2 = 0,1$.

$$k = 8,35 + 0,012 \cdot 0,5 \cdot 0,1 = 2,29 \text{ 1/}(\text{м} \cdot \text{МПа})$$

Суммарная сила поглощения топочного объема определяется по формуле (6.24):

$$kps = k \cdot p \cdot s \quad (6.24)$$

$$kps = 2,29 \cdot 0,1 \cdot 1,57 = 0,35$$

Степень черноты светящегося пламени определяется по формуле (6.25):

$$a_\phi = 1 - \exp[-k \cdot p \cdot s] \quad (6.25)$$

$$a_\phi = 1 - \exp[-0,35] = 0,29$$

Степень черноты топки при сжигании жидкого и газообразного топлив определяется по формуле (6.26):

					13.03.01.2017.100.03 ПЗ	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$a_m = \frac{a_\phi}{a_\phi + (1 - a_\phi) \cdot \Psi_{cp}} \quad (6.26)$$

$$a_m = \frac{0,29}{0,29 + (1 - 0,29) \cdot 0,65} = 0,42$$

Тепловое напряжение стен топки определяется по формуле (6.27):

$$q_F = \frac{B \cdot Q_m}{V_{cm}} \quad (6.27)$$

$$q_F = \frac{0,79 \cdot 30724,4}{90,9} = 289,64 \text{ кВт/м}^3$$

Температура газов на выходе из топки определим по [7, рис. 5–8]:

$$g_m'' = 995 \text{ }^\circ\text{C}$$

Если расхождение расчетной и предварительно заданной температуры газов на выходе из топки превосходит $10 \text{ }^\circ\text{C}$, то расчет следует повторить методом последовательных приближений, приняв в качестве нового предварительного значения температуры полученное в расчете.

Разница рассчитанной и предварительно заданной температуры газов на выходе из топки не превышает $10 \text{ }^\circ\text{C}$, следовательно, принимаем $g_m'' = 995 \text{ }^\circ\text{C}$.

Энтальпия газов на выходе из топки определяем по таблице 6.4 для температуры газов на выходе из топки: $I_m'' = 17496 \text{ кДж/м}^3$.

Тепло, переданное излучением в топке, определяется по формуле (6.28):

$$Q_l = (Q_m - I_m'') \cdot \varphi \quad (6.28)$$

$$Q_l = (30724,4 - 17496) \cdot 0,99 = 13059,3 \text{ кДж/м}^3$$

Средняя тепловая нагрузка лучевоспринимающей поверхности топки определяется по формуле (6.29):

$$q_l^{cp} = \frac{B \cdot Q_l}{H_l} \quad (6.29)$$

					13.03.01.2017.100.03 ПЗ	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$q_{л}^{cp} = \frac{0,79 \cdot 13096,12}{82,8} = 125,41 \text{ кВт/м}^3$$

Произведем поверочный расчет фесто́на. Исходные конструктивные данные приведены в таблице 6.5.

Таблица 6.5 – Конструктивные данные расчета фесто́на

Величина	Обозначение	Формула или способ определения	Единицы	Расчет
1	2	3	4	5
Полная площадь поверхности нагрева	H	По конструктивным размерам [2, табл. II–9]	м^2	7,2
Площадь поверхности труб боковых экранов в зоне фесто́на	$H_{дон}$	$2 \cdot S_{тр}$	м^2	11,5
Диаметр труб	d	По конструктивным размерам	мм	60
Количество труб в ряду	z_1	По конструктивным размерам	шт.	56/3=19
Количество рядов труб по ходу газов	z_2	По конструктивным размерам	шт.	3
Относительный поперечный шаг труб	s_1/d	По конструктивным размерам	–	4
Относительный продольный шаг труб	s_2/d	По конструктивным размерам	–	3
Площадь живого сечения для прохода газов	F	По конструктивным размерам	м^2	2,39
Эффективная толщина излучающего слоя	S	По конструктивным размерам	м	0,77

Температура газов перед фесто́ном принимается из расчета топки:

$$g' = 995 \text{ }^\circ\text{C}$$

Энтальпия газов перед фесто́ном:

$$I' = 17496 \text{ кДж/м}^3$$

Температура газов за фесто́ном принимаем предварительно:

					13.03.01.2017.100.03 ПЗ	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$g'' = 930 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Энтальпия газов за фестоном:

$$I'' = 16230,26 \text{ кДж/м}^3$$

Количество теплоты, отданное фестону, определяется по формуле (6.30):

$$Q_2 = (I' - I'') \cdot \varphi \quad (6.30)$$

$$Q_2 = (17496 - 16230,26) \cdot 0,99 = 1252,58 \text{ кДж/м}^3$$

Температурой воды на входе в фестон задаемся по характеристикам котла [22]:

$$t_e = 114 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Средняя температура газов определяется по формуле (6.31):

$$g_{cp} = 0,5 \cdot (g'' + g') \quad (6.31)$$

$$g_{cp} = 0,5 \cdot (995 + 930) = 962,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Средний температурный напор определяется по формуле (6.32):

$$\Delta t_{cp} = g_{cp} - t_e \quad (6.32)$$

$$\Delta t_{cp} = 962,5 - 114 = 848,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Средняя скорость газов определяется по формуле (6.33):

$$\omega_2 = \frac{B \cdot V_2 \cdot (g_{cp} + 273)}{F \cdot 273} \quad (6.33)$$

$$\omega_2 = \frac{0,79 \cdot 11,52 \cdot (962,5 + 273)}{2,39 \cdot 273} = 15,8 \text{ м/с}$$

Коэффициент теплоотдачи конвекцией определим по [7, рис. 6–5]:

$$\alpha_k = 45,98 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}$$

Суммарная поглощательная способность трехатомных газов и паров определяется по формуле (6.22):

$$p_n s = 0,1 \cdot 0,28 \cdot 0,77 = 0,03 \text{ м} \cdot \text{МПа}$$

Коэффициент ослабления лучей для трехатомных газов принимаем по [7, рис. 5–5]:

$$k_2 r_n = 12,46 \text{ 1}/(\text{м} \cdot \text{МПа})$$

Коэффициент ослабления лучей сажистыми частицами определяется по [7, стр. 31]:

$$k_c = 0,012 \text{ 1}/(\text{м} \cdot \text{МПа})$$

Суммарная оптическая толщина запыленного газового потока определяется по формуле (6.34):

$$kps = (k_2 r_n + k_{3л} \cdot \mu_{3л}) \cdot p \cdot s \quad (6.34)$$

где $k_{3л} = 0,01225$ – коэффициент ослабления лучей взвешенными в топочной среде частицами летучей золы, $1/(\text{м} \cdot \text{МПа})$;

$\mu_{3л} = 0,5$ – объемная доля трехатомных газов и концентрация золовых частиц.

$$kps = (12,46 + 0,01225 \cdot 0,5) \cdot 0,1 \cdot 0,77 = 0,26$$

Степень черноты светящегося пламени определяется по формуле (6.25):

$$a = 1 - \exp[-0,26] = 0,232$$

Температурный перепад между температурой загрязнённой стенки и газов определим по [2, стр. 48]:

$$\Delta t = 80 \text{ }^\circ\text{C}$$

Температура загрязнения стенки трубы определим по формуле (6.35):

$$t_{cm} = t_g + \Delta t \quad (6.35)$$

$$t_{cm} = 114 + 80 = 194 \text{ }^\circ\text{C}$$

Коэффициент теплоотдачи излучением определим по [7, рис. 6.12]:

					13.03.01.2017.100.03 ПЗ	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\alpha_n = 45,44 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$$

Коэффициент использования поверхности нагрева определим по [7, стр. 41]:

$$\zeta = 1$$

Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке определим по формуле (6.36):

$$\alpha_1 = \zeta \cdot (\alpha_n + \alpha_k) \quad (6.36)$$

$$\alpha_1 = 1 \cdot (45,44 + 45,98) = 91,42 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$$

Коэффициент загрязнения определим по [7, рис. 6–5]:

$$\varepsilon = 0,016 \text{ м}^2 \cdot \text{К}/\text{Вт}$$

Коэффициент теплопередачи определим по формуле (6.37):

$$k = \frac{\alpha_1}{1 + \varepsilon \cdot \alpha_1} \quad (6.37)$$

$$k = \frac{91,42}{1 + 0,016 \cdot 91,42} = 58,5 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$$

Тепловосприятие фестона по уравнению теплопередачи определим по формуле (6.38):

$$Q_\phi = \frac{k \cdot H \cdot \Delta t_{cp}}{B \cdot 1000} \quad (6.38):$$

$$Q_\phi = \frac{58,5 \cdot 7,2 \cdot 848,5}{0,79 \cdot 1000} = 452,9 \text{ кДж}/\text{м}^3$$

Тепловосприятие настенных труб определим по формуле (6.39):

$$Q_{дон} = \frac{k \cdot H_{дон} \cdot \Delta t_{cp}}{B \cdot 1000} \quad (6.39)$$

					13.03.01.2017.100.03 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

$$Q_{дон} = \frac{58,5 \cdot 11,5 \cdot 848,5}{0,79 \cdot 1000} = 811,99 \text{ кДж/м}^3$$

Суммарное тепловосприятие газохода фестона определим по формуле (6.40):

$$Q_{мф} = Q_{ф} + Q_{дон} \quad (6.40)$$

$$Q_{мф} = 452,9 + 811,99 = 1264,89 \text{ кДж/м}^3$$

Расхождение расчетных тепловосприятий определим по формуле (6.41):

$$\Delta Q = \frac{Q_{мф} - Q_z}{Q_{фм}} \cdot 100 \quad (6.41)$$

$$\Delta Q = \frac{1264,89 - 1252,58}{1264,89} \cdot 100 = 0,97 \%$$

Так как расхождение расчетных тепловосприятий меньше 2 % расчет можно считать окончанным.

6.5 Расчет конвективного пучка

Конвективными называют такие поверхности нагрева, в которых процесс передачи теплоты осуществляется путем конвективного теплообмена.

конвективные пучки получают теплоту не только путем конвективного теплообмена, но и теплоту прямого излучения топки. При расчете такой поверхности нагрева используют методику расчета конвективных поверхностей нагрева с учетом тепловосприятия прямого излучения топки. Основные конструктивные характеристики конвективного пучка представлен в таблице 6.6.

Таблица 6.6 – Тепловой расчет конвективного пучка

Величина	Обозначение	Формула или способ определения	Единицы	Расчет
1	2	3	4	5
Полная площадь поверхности нагрева	<i>H</i>	По конструктивным размерам	м ²	321,5
Диаметр труб	<i>d</i>	По конструктивным размерам	м	0,028
Средняя длина труб	<i>l</i>	По конструктивным размерам	м	0,75

Продолжение таблицы 6.6

1	2	3	4	5
Поперечный шаг труб	s_1	По конструктивным размерам	м	0,064
Продольный шаг труб	s_2	По конструктивным размерам	м	0,04
Относительный поперечный шаг труб	s_1/d	По конструктивным размерам	–	2,29
Относительный продольный шаг труб	s_2/d	По конструктивным размерам	–	1,43
Размеры поперечного сечения газохода	A	По конструктивным размерам	м	2,60
	B		м	5,25
Эффективная толщина излучающего слоя	δ	По конструктивным размерам	м	0,079

Температура газов перед конвективным пучком принимается из расчета фестона:

$$g' = 930 \text{ }^\circ\text{C}$$

Энтальпия газов перед конвективным пучком:

$$I' = 16230,26 \text{ кДж/м}^3$$

Температура газов за конвективным пучком принимаем предварительно:

$$g'' = 185 \text{ }^\circ\text{C}$$

Энтальпия газов за конвективным пучком:

$$I'' = 2392,03 \text{ кДж/м}^3$$

Количество теплоты, отданное конвективному пучку, определяется по формуле (6.30):

$$Q_2 = (16230,26 - 2392,03) \cdot 0,99 = 13978,01 \text{ кДж/м}^3$$

Средняя температура газов определяется по формуле (6.31):

					13.03.01.2017.100.03 ПЗ	Лист
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$g_{cp} = 0,5 \cdot (930 + 185) = 557,5 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Коэффициент теплоотдачи конвекцией определим по [7, рис. 6–5]:

$$\alpha_k = 88,406 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$$

Суммарная поглощательная способность трехатомных газов и паров определяется по формуле (6.22):

$$p_n s = 0,1 \cdot 0,28 \cdot 0,079 = 0,002 \text{ м} \cdot \text{МПа}$$

Коэффициент ослабления лучей для трехатомных газов принимаем по [7, рис. 5–5]:

$$k_2 r_n = 59,83 \text{ 1}/(\text{м} \cdot \text{МПа})$$

Суммарная оптическая толщина запыленного газового потока определяется по формуле (6.34):

$$kps = (59,83 + 0,01225 \cdot 0,5) \cdot 0,1 \cdot 0,079 = 0,131$$

Степень черноты светящегося пламени определяется по формуле (6.25):

$$a = 1 - \exp[-0,131] = 0,122$$

Коэффициент тепловой эффективности принимаем по [7, стр. 48]:

$$\psi = 0,85$$

Коэффициент теплоотдачи излучением определим по [7, рис. 6.12]:

$$\alpha_l = 4,184 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$$

Коэффициент использования поверхности нагрева определим по [7, стр. 41]:

$$\zeta = 1$$

Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке определим по формуле (6.36):

$$\alpha_1 = 1 \cdot (4,184 + 88,406) = 92,59 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$$

Коэффициент загрязнения определим по [7, рис. 6–5]:

					13.03.01.2017.100.03 ПЗ	Лист
						10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\varepsilon_0 = 0,0016 \text{ м}^2 \cdot \text{К}/\text{Вт}$$

Коэффициент теплопередачи определим по формуле (6.37):

$$k = \frac{92,59}{1 + 0,0016 \cdot 92,59} = 78,68 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$$

Средний температурный напор определим по [7, табл. 6–1]:

$$\Delta t_{cp} = 228,43 \text{ }^\circ\text{С}$$

Тепловосприятие конвективным пучком по уравнению теплопередачи определим по формуле (6.38):

$$Q_{к.н} = \frac{78,68 \cdot 321,5 \cdot 228,43}{0,79 \cdot 1000} = 7314,28 \text{ кДж}/\text{м}^3$$

Дополнительное тепловосприятие определим по формуле (6.42):

$$Q_{доп} = \frac{k \cdot H_{доп} \cdot \Delta t_{cp}}{B \cdot 1000}, \quad (6.42)$$

где $H_{доп} = 305,44$ – дополнительная площадь поверхности нагрева, м^2 .

$$Q_{доп} = \frac{78,68 \cdot 305,44 \cdot 228,43}{0,79 \cdot 1000} = 6949,01 \text{ кДж}/\text{м}^3$$

Суммарное тепловосприятие газохода фестона определим по формуле (6.40):

$$Q_{к.м} = 7314,28 + 6949,01 = 14263,38 \text{ кДж}/\text{м}^3$$

Расхождение расчетных тепловосприятий определим по формуле (6.41):

$$\Delta Q = \frac{14263,38 - 13978,01}{14263,38} \cdot 100 = 1,98 \%$$

Так как расхождение расчетных тепловосприятий меньше 2 % расчет можно считать окончанным.

					13.03.01.2017.100.03 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

6.6 Расчет невязки теплового баланса котла

Тепловой баланс котла представлен в таблице 6.7.

Таблица 6.7 – Тепловой баланс котла

Величина	Обозначение	Единицы	Результат
1	2	3	4
Располагаемая теплота топлива	Q_p^p	кДж/м ³	3 3494
Температура уходящих газов	g_{yx}	°С	150
Потери теплоты с уходящими газами	q_2	%	6,77
КПД	$\eta_{ка}$	%	91,73
Расход топлива на котел	B	м ³ /с	0,79
Топка			
Полезное тепловыделение	Q_m	кДж/м ³	30 724,4
Температура газов на выходе из топки	g_m''	°С	995
Энтальпия газов на выходе из топки	I_m''	кДж/м ³	17496
Тепловосприятие	Q_l	кДж/м ³	15 059,3
Фестон			
Полезное тепловыделение	Q_e	кДж/м ³	1 252,58
Температура уходящих газов	g''	°С	930
Температура воды на выходе	t_6	°С	114
Тепловосприятие фестона	$Q_{тф}$	кДж/м ³	1 264,89
Конвективный пучок			
Полезное тепловыделение	Q_e	кДж/м ³	13 978,01
Температура газов на входе	g'	°С	930

Продолжение таблицы 6.7

1	2	3	4
Температура газов на выходе	g''	$^{\circ}\text{C}$	185
Энтальпия газов на входе	I'	кДж/м ³	16 230,26
Энтальпия газов на выходе	I''	кДж/м ³	3 062,1
Тепловосприятие	Q_{mk}	кДж/м ³	14 263,28

Невязка теплового баланса определяется по формуле (6.43):

$$\Delta Q_n = \frac{Q_m - (Q_l + Q_{mf} + Q_{mk})}{Q_m} \cdot 100 \quad (6.43)$$

$$\Delta Q_n = \frac{30724,4 - (15059,3 + 1264,89 + 14263,28)}{30724,4} \cdot 100 = 0,45 \%$$

Невязка теплового баланса меньше 0,5 %, расчет считаем верным.

7 РАСЧЕТ ТЕПЛООБМЕННОГО АППАРАТА

В данном разделе выпускной квалификационной работы рассматривается тепловой расчет пластинчатого теплообменника для нагрева сетевой воды, поступающей в отопительные установки потребителя, водой из котлового контура. Котельная работает по двухконтурной схеме.

Теплообменник пластинчатый – устройство, в котором осуществляется передача теплоты от горячего теплоносителя к холодной (нагреваемой) среде через стальные, медные, графитовые, титановые гофрированные пластины, которые стянуты в пакет. Горячие и холодные слои перемежаются друг с другом.

Исходные данные:

Массовый расход нагреваемого теплоносителя (сетевая вода): $G_2 = 610,2 \text{ т/ч} = 169,5 \text{ кг/с}$.

Начальная температура нагреваемого теплоносителя: $t_2' = 70 \text{ }^\circ\text{C}$.

Конечная температура нагреваемого теплоносителя: $t_2'' = 95 \text{ }^\circ\text{C}$.

Начальная температура греющего теплоносителя: $t_1' = 150 \text{ }^\circ\text{C}$.

Конечная температура греющего теплоносителя: $t_1'' = 80 \text{ }^\circ\text{C}$.

Рабочее давление в аппарате: $p = 1,6 \text{ МПа} = 16 \text{ бар}$.

Располагаемый напор со стороны греющего теплоносителя:
 $\Delta p_1 = 30 \text{ кПа} = 3000 \text{ кгс/м}^2$.

Располагаемый напор со стороны нагреваемого теплоносителя:
 $\Delta p_2 = 40 \text{ кПа} = 4000 \text{ кгс/м}^2$.

Среднюю температуру греющего теплоносителя определяют по формуле (7.1):

$$t_1^{cp} = \frac{t_1' + t_1''}{2} \quad (7.1)$$

$$t_{cp1} = \frac{150 + 80}{2} = 115 \text{ }^\circ\text{C}$$

Теплофизические свойства греющего теплоносителя при средней температуре [29]:

- плотность: $\rho_1 = 947 \text{ кг/м}^3$;
- удельная теплоёмкость: $c_1 = 4241,5 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{K)}$;
- коэффициент теплопроводности: $\lambda_1 = 0,69 \text{ Вт/(м}\cdot\text{K)}$;
- коэффициент кинематической вязкости: $\nu_1 = 0,262 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$.

Среднюю температуру нагреваемого теплоносителя определяют по формуле (7.2):

					<i>13.03.01.2017.100.03 ПЗ</i>	Лист
						69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$t_2^{cp} = \frac{t_2' + t_2''}{2} \quad (7.2)$$

$$t_{cp2} = \frac{95 + 70}{2} = 82,5 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Теплофизические свойства нагреваемого теплоносителя при средней температуре [29]:

- плотность: $\rho_2 = 970,2 \text{ кг/м}^3$;
- удельная теплоёмкость: $c_2 = 4198 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{К)}$;
- коэффициент теплопроводности: $\lambda_2 = 0,671 \text{ Вт/(м}\cdot\text{К)}$;
- коэффициент кинематической вязкости: $\nu_2 = 0,357 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$.

Аппарат намечено проектировать на базе пластин из стали ХН28МДТ с гофрами в «ёлочку» со следующими техническими данными [7]:

- поверхность теплопередачи одной пластины: $F_1 = 0,121 \text{ м}^2$;
- эквивалентный диаметр межпластинного канала: $d_3 = 0,00897 \text{ м}$;
- толщина пластины: $\delta_{cm} = 0,6 \text{ мм}$;
- коэффициент теплопроводности материала: $\lambda_{cm} = 13,1 \text{ Вт/(м}\cdot\text{К)}$.

Проведем тепловой расчет теплообменника.

Определим количество тепла, передаваемого нагреваемому теплоносителю в единицу времени по формуле (7.3):

$$Q = G_2 \cdot c_2 \cdot (t_2'' - t_2') \quad (7.3)$$

$$Q = 169,5 \cdot 4198 \cdot (95 - 70) = 177,89 \cdot 10^5 \text{ Вт}$$

Объемный расход нагреваемого теплоносителя определим по формуле (7.4):

$$V_2 = \frac{G_2}{\rho_2} \quad (7.4)$$

$$V_2 = \frac{169,5}{970,2} = 0,17 \text{ м}^3/\text{с}$$

Массовый расход греющей воды определим по формуле (7.5):

$$G_1 = \frac{Q}{c_1 \cdot (t_1' - t_1'')} \quad (7.5)$$

					13.03.01.2017.100.03 ПЗ	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$G_1 = \frac{177,89 \cdot 10^5}{4241,5 \cdot (150 - 80)} = 59,9 \text{ кг/с}$$

Объёмный расход греющей воды определим по формуле (7.6):

$$V_1 = \frac{G_1}{\rho_1} \quad (7.6)$$

$$V_1 = \frac{59,9}{947} = 0,06 \text{ м}^3/\text{с}$$

Вычислим средний температурный напор при условии их движения в противотоке.

Схема потоков (противоток):

$$150 \text{ }^\circ\text{C} \rightarrow 80 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$95 \text{ }^\circ\text{C} \leftarrow 70 \text{ }^\circ\text{C}$$

Большой и меньший теплоперепады между теплоносителями определяются по формулам (7.7) и (7.8):

$$\Delta t_{\bar{o}} = t_1' - t_2'' \quad (7.7)$$

$$\Delta t_{\bar{o}} = 150 - 95 = 55 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\Delta t_{\bar{m}} = t_1'' - t_2' \quad (7.8)$$

$$\Delta t_{\bar{m}} = 80 - 70 = 10 \text{ }^\circ\text{C}$$

Средний температурный напор находится по формуле (7.9):

$$\Delta \bar{t} = \frac{\Delta t_{\bar{o}} - \Delta t_{\bar{m}}}{2,3 \cdot \lg \frac{\Delta t_{\bar{o}}}{\Delta t_{\bar{m}}}} \quad (7.9)$$

$$\Delta \bar{t} = \frac{55 - 10}{2,3 \cdot \lg \frac{55}{10}} = 11,48 \text{ }^\circ\text{C}$$

					13.03.01.2017.100.03 ПЗ	Лист
						71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Определяем рациональную скорость движения нагреваемого теплоносителя в каналах теплообменника.

Для ориентировочного расчета скорости ω_2 принимаем:

- $\alpha_2 = 20700$ – коэффициент теплоотдачи, Вт/(м²·К);
- $\xi_2 = 2$ – коэффициент общего гидравлического сопротивления.

Среднюю температуру стенки определим по формуле (7.10):

$$t_{cm}^{cp} = \frac{t_1^{cp} + t_2^{cp}}{2} \quad (7.10)$$

$$t_{cm}^{cp} = \frac{115 + 82,5}{2} = 98,75 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Произведем расчет рациональной скорости движения нагреваемого теплоносителя в каналах теплообменника по формуле (7.11):

$$\omega_2 = 2 \cdot \sqrt[3]{\frac{\alpha_2 \cdot (t_{cm}^{cp} - t_2^{cp}) \cdot \Delta p_2}{c_2 \cdot (t_2'' - t_2') \cdot \rho_2^2 \cdot \xi_2}} \quad (7.11)$$

$$\omega_2 = 2 \cdot \sqrt[3]{\frac{20700 \cdot (98,75 - 82,5) \cdot 40000}{4198 \cdot (95 - 70) \cdot 970,2^2 \cdot 2}} = 0,82 \text{ м/с}$$

Критерий Рейнольдса для потока нагреваемого теплоносителя определяется по формуле (7.12):

$$Re_2 = \frac{\omega_2 \cdot d_3}{\nu_2} \quad (7.12)$$

$$Re_2 = \frac{0,82 \cdot 0,00897}{0,357 \cdot 10^{-6}} = 20528$$

Проверяется принятое значение коэффициента общего гидравлического сопротивления по формуле (7.13):

$$\xi_2 = \frac{22,4}{Re_2^{0,25}} \quad (7.13)$$

$$\xi_2 = \frac{22,4}{20528^{0,25}} = 1,87$$

									Лист
									72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2017.100.03 ПЗ				

Полученное значение достаточно близко к принятому $\xi_2 = 2$.

Определим критерий Прандтля Pr_2 и Pr_{cm} для воды [30]:

– при $t_2^{cp} = 82,5$ °С: $Pr_2 = 2,173$;

– при $t_{cm}^{cp} = 98,75$ °С: $Pr_{cm} = 1,78$.

Определим критерий Нуссельта со стороны нагреваемого теплоносителя по формуле (7.14):

$$Nu_2 = 0,135 \cdot Re_2^{0,73} \cdot Pr_2^{0,43} \cdot \left(\frac{Pr_2}{Pr_{cm}} \right)^{0,25} \quad (7.14)$$

$$Nu_2 = 0,135 \cdot 20528^{0,73} \cdot 2,173^{0,43} \cdot \left(\frac{2,173}{1,78} \right)^{0,25} = 278,6$$

Определим коэффициент теплоотдачи от стенки к нагреваемой среде по полученному значению критерия Нуссельта по формуле (7.15):

$$\alpha'_2 = \frac{Nu_2 \cdot \lambda_2}{d_3} \quad (7.15)$$

$$\alpha'_2 = \frac{278,6 \cdot 0,671}{0,00897} = 20841 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$$

Определим погрешность принятого и расчетного коэффициентов теплоотдачи по формуле (7.16):

$$\delta = \frac{\alpha_2 - \alpha'_2}{\alpha_2} \cdot 100 \quad (7.16)$$

$$\delta = \frac{20700 - 20841}{20700} \cdot 100 = 0,6 \%$$

Аналогично определяется рациональная скорость движения греющего теплоносителя в каналах теплообменника.

Для ориентировочного расчета скорости ω_1 принимаем:

– $\alpha_1 = 17000$ – коэффициент теплоотдачи, Вт/(м²·К);

– $\xi_1 = 2$ – коэффициент общего гидравлического сопротивления.

					13.03.01.2017.100.03 ПЗ	Лист
						73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Среднюю температуру стенки определим по формуле (7.10):

$$t_{cm}^{cp} = \frac{115 + 82,5}{2} = 98,75 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Произведем расчет рациональной скорости движения греющего теплоносителя в каналах теплообменника по формуле (7.17):

$$\omega_1 = 2 \cdot \sqrt[3]{\frac{\alpha_1 \cdot (t_1^{cp} - t_{cm}^{cp}) \cdot \Delta p_1}{c_1 \cdot (t_1' - t_1'') \cdot \rho_1^2 \cdot \xi_1}} \quad (7.17)$$

$$\omega_1 = 2 \cdot \sqrt[3]{\frac{17000 \cdot (115 - 98,75) \cdot 30000}{4241,5 \cdot (150 - 80) \cdot 947^2 \cdot 2}} = 0,5 \text{ м/с}$$

По найденной скорости определим число Рейнольдса.

Критерий Рейнольдса для потока нагреваемого теплоносителя определим по формуле (7.12):

$$Re_1 = \frac{0,5 \cdot 0,008}{0,262 \cdot 10^{-6}} = 15267$$

Проверяем принятое значение коэффициента общего гидравлического сопротивления по формуле (7.13):

$$\xi_1 = \frac{22,4}{15267^{0,25}} = 2,01$$

Полученное значение достаточно близко к принятому $\xi_1 = 2$.

Определим критерий Прандтля Pr_2 и Pr_{cm} для воды [30]:

- при $t_1^{cp} = 115 \text{ } ^\circ\text{C}$: $Pr_1 = 1,67$;
- при $t_{cm}^{cp} = 98,75 \text{ } ^\circ\text{C}$: $Pr_{cm} = 1,78$.

Вычисляется критерий Нуссельта со стороны греющего теплоносителя по формуле (7.14):

$$Nu_1 = 0,135 \cdot 15267^{0,73} \cdot 1,67^{0,43} \cdot \left(\frac{1,67}{1,78}\right)^{0,25} = 187,64$$

									Лист
									74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.01.2017.100.03 ПЗ

Определим коэффициент теплоотдачи от греющего теплоносителя к стенке по полученному значению критерия Нуссельта по формуле (7.15):

$$\alpha_1 = \frac{187,64 \cdot 0,69}{0,008} = 16184 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$$

Определим погрешность принятого и расчетного коэффициентов теплоотдачи по формуле (7.16):

$$\delta = \frac{17000 - 16184}{17000} \cdot 100 = 5 \%$$

Определяется термическое сопротивление стенки пластины и загрязнений на ней:

а) термическое сопротивление загрязнений на стенке по стороне греющего теплоносителя:

$$R_{s1} = 23 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2 \cdot \text{К}/\text{Вт}$$

б) термическое сопротивление стенки из стали марки ХН28МДТ при толщине стенки $\delta_{cm} = 0,6$ мм определяется по формуле (7.18):

$$R_{cm} = \frac{\delta_{cm}}{\lambda_{cm}} \quad (7.18)$$

$$R_{cm} = \frac{0,6 \cdot 10^{-3}}{13,4} = 4,5 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2 \cdot \text{К}/\text{Вт}$$

в) термическое сопротивление загрязнений на стенке по стороне нагреваемого теплоносителя [9, табл.5]:

$$R_{s2} = 23 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2 \cdot \text{К}/\text{Вт}$$

Определим коэффициент теплопередачи по формуле (7.19):

$$k = \frac{1}{\left(\frac{1}{\alpha_1}\right) + R_{s1} + R_{cm} + R_{s2} + \left(\frac{1}{\alpha_2}\right)} \quad (7.19)$$

					13.03.01.2017.100.03 ПЗ	Лист
						75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$k = \frac{1}{\left(\frac{1}{16184}\right) + 0,00023 + 0,000045 + 0,00023 + \left(\frac{1}{20145}\right)} = 1622,2 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$$

Определяется общая поверхность теплопередачи аппарата по формуле (7.20):

$$F_a = \frac{Q}{k \cdot \Delta t} \quad (7.20)$$

$$F_a = \frac{17789000}{1622,2 \cdot 11,48} = 955,22 \text{ м}^2$$

Принимаем ближайшую стандартную поверхность по ГОСТ 15518-87. Аппараты теплообменные пластинчатые:

$$F_a = 300 \text{ м}^2$$

По полученному результату выбираем четыре пластинчатых теплообменника «РИДАН» НН 62 со следующими характеристиками, представленными в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Техническая характеристика ПТР «РИДАН» НН 62

Тип	Площадь одной пластины, м ²	Площадь теплообмена, макс., м ²	Расход, макс, м ³ /ч
НН№62	0,68	328,44	350

8 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

Согласно Энергетической стратегии России на период до 2030 года: «Стратегической целью государственной энергетической политики в сфере повышения энергетической эффективности экономики является максимально рациональное использование энергетических ресурсов на основе обеспечения заинтересованности их потребителей в энергосбережении, повышении собственной энергетической эффективности и инвестировании в эту сферу» [31].

Для рационального использования энергоресурсов существует множество методов, одними из которых является замена устаревшего оборудования на новое.

Но одного этого мероприятия недостаточно. В настоящее время на производственно-отопительной котельной ЗАО «КМЭЗ» г. Кыштым в целях реализации федерального закона № 261-ФЗ об энергосбережении в качестве ресурсо- и энергосберегающих мероприятий выполняют следующие работы:

- составление режимных карт и руководств эксплуатации, обслуживания котельной и управление системой теплоснабжения;
- поддержание оптимального значения коэффициента избытка воздуха, за счет установки энергоэффективных горелочных устройств;
- содержание поверхностей нагрева котлов в чистоте;
- грамотное распределение теплоизоляционных материалов на наружных поверхностях котлов и трубопроводов;
- применение современного химического водоочистного оборудования.
- установление системы учета расходов топлива, электроэнергии, воды и отпуска тепла;
- автоматизация управления работы котельной;
- применение частотного регулирования скорости вращения насосов;
- своевременное проведение наладки тепловых сетей.

Помимо всех вышеперечисленных мероприятий, есть еще одно, не менее важное – выбор эффективного теплообменного аппарата. В главе 7 данной выпускной квалификационной работы был произведен расчет пластинчатого теплообменного аппарата и подобрана оптимальная площадь теплообмена.

Обоснованием выбора пластинчатого теплообменного аппарата в сравнении с кожухотрубным может служить следующий расчет.

Рассчитаем требуемое напряжение на привод насосов для перекачки теплоносителей для каждого аппарата при заданных условиях работы.

Гидравлические потери в кожухотрубном аппарате:

- со стороны греющего теплоносителя $\Delta p_1 = 50$ кПа;
- со стороны нагреваемого теплоносителя $\Delta p_2 = 70$ кПа;

									Лист
									77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2017.100.03 ПЗ				

Гидравлические потери в пластинчатом аппарате:

- со стороны греющего теплоносителя $\Delta p_1' = 30$ кПа,
- со стороны нагреваемого теплоносителя $\Delta p_2' = 40$ кПа;
- КПД котлового насоса $\eta_{н1} = 0,45$;

- КПД сетевого насоса $\eta_{н2} = 0,54$;
- плотность греющего теплоносителя $\rho_1 = 947$ кг/м³;
- плотность нагреваемого теплоносителя $\rho_2 = 970,2$ кг/м³;
- расход греющего теплоносителя $G_1 = 59,9$ кг/с;
- расход нагреваемого теплоносителя $G_2 = 169,5$ кг/с.

Требуемая мощность на привод насоса для обеспечения перекачки теплоносителя через теплообменник определяется по формуле (8.1):

$$N_i = \frac{G_i \cdot \Delta p_i}{\rho_i \cdot \eta_{ni}} \quad (8.1)$$

Для кожухотрубного аппарата со стороны греющего теплоносителя:

$$N_{\kappa}^z = \frac{59,9 \cdot 50}{947 \cdot 0,45} = 7,03 \text{ кВт}$$

Со стороны нагреваемого теплоносителя:

$$N_{\kappa}^x = \frac{169,5 \cdot 70}{970,2 \cdot 0,54} = 22,65 \text{ кВт}$$

Для пластинчатого аппарата со стороны греющего теплоносителя:

$$N_n^z = \frac{59,9 \cdot 30}{947 \cdot 0,45} = 4,22 \text{ кВт}$$

Со стороны нагреваемого теплоносителя:

$$N_n^x = \frac{169,5 \cdot 40}{970,2 \cdot 0,54} = 12,94 \text{ кВт}$$

Годовая экономия рассчитывается по формуле (8.2):

$$\Delta N_z = \left[(N_{\kappa}^z - N_n^z) + (N_{\kappa}^x - N_n^x) \right] \cdot 24 \cdot 218 \quad (8.2)$$

					13.03.01.2017.100.03 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

$$\Delta N_2 = [(7,03 - 4,22) + (22,65 - 12,94)] \cdot 24 \cdot 218 = 65504,64 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}$$

Таким образом, экономия от использования пластинчатого теплообменного аппарата рассчитывается по формуле (8.3):

$$B = C_{эл} \cdot \Delta N_2, \quad (8.3)$$

где $C_{эл} = 2,92$ – тариф на электроэнергию [32], руб./кВт·ч.

$$B = \frac{2,92 \cdot 65504,64}{10^3} = 191,3 \text{ тыс. руб./год}$$

Из всего вышесказанного следует, что в разрабатываемой производственно-отопительной котельной наиболее выгодна и эффективна установка пластинчатого теплообменника. Тогда в котельной необходимо установить два теплообменника НН№62 фирмы Ридан [33]. Они компактны, удобны в обслуживании и позволяют собрать требуемую площадь теплообмена без перерасхода материала.

9 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ

В настоящее время с увеличением мощностей промышленных объектов, концентрацией жилых и общественных зданий вопросы охраны окружающей среды приобретают исключительное значение. При работе котельной оказывается

					13.03.01.2017.100.03 ПЗ	Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

негативное воздействие на атмосферу, почву и возможно загрязнение грунтовых вод.

9.1 Вещества, загрязняющие окружающую среду

Основным источником образования вредных веществ при работе котельной являются котлоагрегаты. При горении газа в атмосферу поступают следующие вредные вещества [34]:

- окись углерода;
- двуокись азота;
- диоксид углерода;
- окислы азота;
- сернистый ангидрид;
- сажа и др.

Количество вредных выбросов определяется объемом сожженного топлива и дополнительно его объем на вновь устанавливаемом котле.

9.2 Мероприятия по охране окружающей среды

При сжигании различных топлив, наряду с основными продуктами сгорания (CO_2 , H_2O , NO_2) в атмосферу поступают загрязняющие вещества в твердом состоянии (зола и сажа). Все продукты неполного сгорания являются вредными (CO , CH_4 , C_2H_6) [35]. Главными загрязняющими компонентами, образующимися при сжигании природного газа, являются окислы азота NO и NO_2 .

Окись азота NO образуются в основном в топочной камере котла. Однако, при попадании ее в атмосферу происходит частичное доокисление. Вследствие чего для более точного определения концентрации вредных веществ, выбрасываемых котельными, расчет ведут по наиболее токсичному компоненту, двуокиси азота.

Окислы азота вредно воздействуют на органы дыхания живых организмов и вызывают ряд серьезных заболеваний, а также разрушающе действуют на оборудование и материалы, способствуют ухудшению видимости.

Окислы азота образуются за счет окисления содержащегося в топливе азота и азота воздуха, и содержатся в продуктах сгорания всех топлив. Условием окисления азота воздуха является диссоциация молекулы кислорода воздуха под воздействием высоких температур в топке.

В результате реакции в топочной камере образуется в основном окись азота NO (более 95 %). Образование двуокиси азота NO_2 за счет доокисления NO требует значительного времени и происходит при низких температурах на открытом воздухе.

В воде NO практически не растворяется. Очистка продуктов сгорания от NO и других окислов азота технически сложна и в большинстве случаев экономически нерентабельна. Вследствие этого, усилия направлены в основном на снижение образования окислов азота в топках котлов.

					13.03.01.2017.100.03 ПЗ	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Радикальным способом снижения образования окислов азота является организация двух стадийного сжигания топлива, т.е. применение двухступенчатых горелочных устройств. Поэтому в первичную зону горения подается 50–70 % необходимого для горения воздуха, остальная часть воздуха поступает во вторую зону, т.е. происходит дожигание продуктов неполного сгорания.

Снижение температуры подогрева воздуха и уменьшение избытка воздуха в топке тоже уменьшает образование окислов азота, как за счет снижения температурного уровня в топке, так и за счет уменьшения концентрации свободного кислорода.

Защита воздушного бассейна от загрязнений регламентируется предельно допустимыми концентрациями вредных веществ в атмосферном воздухе населенных пунктов. Предельно допустимая концентрация (ПДК) вредного вещества в воздухе является критерием санитарной оценки среды.

Под предельно допустимой концентрацией следует понимать такую концентрацию различных веществ и химических соединений, которая при ежедневном воздействии на организм человека не вызывает каких-либо патологических изменений или заболеваний.

ПДК атмосферных загрязнений устанавливается в двух показателях: максимально-разовая и среднесуточная.

Для двуокиси азота (NO_2) – основного загрязняющего вещества при работе котельной на природном газе, предельно допустимая максимально-разовая концентрация равна $0,085 \text{ мг/м}^3$, среднесуточная – $0,04 \text{ мг/м}^3$.

При одновременном совместном присутствии в выбросах веществ однонаправленного вредного действия их безразмерная суммарная концентрация не должна превышать 1 [36], формула (9.1):

$$\frac{C_1}{ПДК_1} + \frac{C_2}{ПДК_2} + \frac{C_3}{ПДК_3} + \dots + \frac{C_n}{ПДК_n} \leq 1, \quad (9.1)$$

где $C_1, C_2, C_3 \dots C_n$ – фактические концентрации вредных веществ в атмосферном воздухе, мг/м^3 ;

$ПДК_1, ПДК_2, ПДК_3 \dots ПДК_n$ – предельно допустимая концентрация вредных веществ в атмосферном воздухе, мг/м^3 .

Главным фактором, влияющим на рассеивание токсичных веществ, является ветер. Основным мероприятием по снижению концентраций загрязняющих веществ в атмосфере является выброс дымовых газов на максимально возможную высоту. Для этого проектом предусмотрен отвод дымовых газов в существующую кирпичную дымовую трубу, высотой 45 метров и диаметром устья 2,1 метра,

которая обеспечит требуемые параметры концентрации загрязняющих веществ в приземном слое.

					13.03.01.2017.100.03 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

При высоких температурах в ядре факела топок котлов большой мощности происходит частичное окисление азота, содержащегося в воздухе и топливе, поэтому при работе котельной на природном газе уходящие газы содержат вредные вещества – оксиды азота. По сложившейся методике расчет выбросов ведется в пересчете на диоксид азота NO_2 .

Основным топливом является природный газ:

- $Q_n^p = 33,49$ – низшая теплота сгорания газа, МДж/м³;
- $\rho_n = 0,6863$ – плотность газа при температуре $t = 0$ °С и давлении $P = 0,10132$ МПа, кг/м³.

При правильной эксплуатации котлов основными токсичными примесями, содержащимися в дымовых газах, являются окислы азота.

9.3 Расчет выбросов окислов азота

Полный объем продуктов сгорания за котлом при нормальных условиях при сжигании 1 м³ природного газа из расчета объемов продуктов сгорания $V_2 = 11,54$ м³/м³.

В топочной камере образуется в основном окись азота NO (более 95%). Образование двуокси азота NO_2 за счет окисления NO происходит при низких температурах и требует значительного времени.

Выброс окислов азота рассчитывается по формуле (9.2):

$$M_{NO_2} = 0,034 \cdot 10^{-3} \cdot \beta_1 \cdot k \cdot V \cdot Q_n^p \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) \cdot (1 - \beta_2 \cdot r) \cdot \beta_3, \quad (9.2)$$

где $\beta_1 = 1$ – безразмерный поправочный коэффициент, учитывающий влияние на выход окислов азота качества сжигаемого топлива, (содержание N^p) и способа шлакоудаления;

$k = \frac{2,5 \cdot Q_\phi}{20 + Q_n}$ – коэффициент, характеризующий выход окислов азота на 1000 м³

сожженного условного топлива для водогрейных котлов, м³/(10³·м³);

$Q_\phi = 8$ – фактическая теплопроизводительность котла КВ-ГМ-10-150, Гкал/час;

$Q_n = 10$ – номинальная теплопроизводительность котла КВ-ГМ-10-150, Гкал/час;

$V = 0,79$ – расход топлива для одного водогрейного котла КВ-ГМ-10-150, м³/с;

$q_4 = 0$ – потери теплоты от механической неполноты сгорания топлива,

$\beta_2 = 0$ – безразмерный коэффициент, характеризующий эффективность

воздействия рециркулирующих газов в зависимости от условий подачи их в топку;

$r = 0$ – степень рециркуляции инертных газов (дымовых газов, сушильного

										Лист
										83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2017.100.03 ПЗ					

агента и т.п.) в процентах расхода дутьевого воздуха;

β_3 – безразмерный коэффициент, учитывающий конструкцию горелок. Для прямоточных горелок $\beta_3 = 0,85$.

Определим коэффициент, характеризующий выход окислов азота на 1000 м^3 сожженного условного топлива для одного водогрейного котла:

$$k = \frac{2,5 \cdot 8}{20 + 10} = 0,67 \text{ м}^3 / (10^3 \cdot \text{м}^3)$$

Выброс окислов азота для одного котла, работающего в теплый период, определим по формуле (9.2):

$$M_{NO_2} = 0,034 \cdot 1 \cdot 0,67 \cdot 0,79 \cdot 33,49 \cdot \left(1 - \frac{0}{100}\right) \cdot (1 - 0 \cdot 0) \cdot 0,85 = 0,6 \text{ г/с}$$

Выброс окислов азота для двух котлов, работающих в холодный период, определим по формуле (9.2):

$$M_{NO_2} = 0,6 \cdot 2 = 1,2 \text{ г/с}$$

Приведем объем продуктов сгорания при нормальных условиях к рабочим условиям по формуле (9.3):

$$V_{np} = \frac{P_n \cdot V_z \cdot T_z}{P_z \cdot T_n}, \quad (9.3)$$

где $T_z = 423$ – температура на выходе из дымовой трубы, К.

$$V_{np} = \frac{760 \cdot 11,54 \cdot 423}{740 \cdot 273} = 18,36 \text{ м}^3 / \text{м}^3$$

Объемный расход выбрасываемых газов для одного котла определим по формуле (9.4):

$$V_1 = B \cdot V_{np} \quad (9.4)$$

$$V_1 = 0,79 \cdot 18,36 = 14,5 \text{ м}^3 / \text{с}$$

Концентрация окислов азота для одного котла определим по формуле (9.5):

					<i>13.03.01.2017.100.03 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

$$C_{NO_2} = \frac{M_{NO_2}}{V_1} \quad (9.5)$$

$$C_{NO_2} = \frac{0,6}{14,5} = 0,04 \text{ г/м}^3$$

Концентрация окислов азота для двух котлов определим по формуле (9.5):

$$C_{NO_2} = \frac{1,2}{14,5 \cdot 2} = 0,04 \text{ г/м}^3$$

9.4 Поверочный расчёт дымовой трубы

9.4.1 Поверочный расчет дымовой трубы для холодного периода

Основным методом снижения концентрации выбросов на уровне земли является рассеивание их через высокие дымовые трубы. Отвод дымовых газов производится в существующую кирпичную дымовую трубу, высотой 45 метров и диаметром устья 2,1 метра.

Максимальная приземная концентрация вредных веществ при выбросе из одиночного источника определяется по формуле (9.6):

$$C_m = \frac{A \cdot M \cdot F \cdot n \cdot m}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_1 \cdot \Delta T}}, \quad (9.6)$$

где $A = 160$ – коэффициент, учитывающий рассеивающие свойства атмосферы при неблагоприятных метеорологических условиях, определяется климатической зоной и для европейской территории России и Урала севернее 52° с.ш., $c^{2/3} \cdot \text{мг/К}^{1/3}$;

M – расход выбрасываемого в атмосферу вещества, г/с;

F – коэффициент, учитывающий скорость оседания вредных веществ в атмосферном воздухе, для газообразных выбросов $F = 1$;

n, m – коэффициенты, учитывающие подъем факела над трубой;

H – высота дымовой трубы, м;

$\Delta T = T_z - T_e$ – разность температур уходящих газов и атмосферного воздуха, $^\circ\text{C}$;

$T_e = -15,5$ – средняя максимальная температура воздуха наиболее холодного месяца [17], $^\circ\text{C}$.

$T_{e.l} = 22,8$ – средняя максимальная температура воздуха в самый жаркий месяц в полдень [17], $^\circ\text{C}$.

					13.03.01.2017.100.03 ПЗ	Лист
						73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Определим разность температур уходящих газов и атмосферного воздуха для холодного периода:

$$\Delta T = 150 - (-15,5) = 165,5 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Определим коэффициенты n и m , учитывающие условия выхода газовой смеси из устья источника выбросов. Значение этих коэффициентов определяются по вспомогательным величинам, вычисляемым в свою очередь по конструктивным параметрам, рассчитываемых, с учетом работы двух котлов, по формулам (9.7), (9.8):

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{2 \cdot V_1 \cdot \Delta T}{H}} \quad (9.7)$$

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{2 \cdot 14,5 \cdot \frac{165,5}{45}} = 3,082$$

Коэффициент n при $v_m > 2$ принимается равным: $n = 1$.

$$f = \frac{10^3 \cdot w^2 \cdot D_o}{H^2 \cdot \Delta T} \quad (9.8)$$

где $w = \frac{2 \cdot 4 \cdot V_1}{\pi \cdot D_o^2}$ – средняя скорость выхода газовой смеси из устья источника выброса, м/с;
 $D_o = 2,1$ – диаметр дымовой трубы, м.

$$w_o = \frac{2 \cdot 4 \cdot 14,5}{3,14 \cdot 2,1^2} = 8,38 \text{ м/с}$$

Тогда:

$$f = \frac{10^3 \cdot 8,38^2 \cdot 2,1}{45^2 \cdot 165,5} = 0,44$$

Расчетная формула коэффициента m при $f < 100$ определяется по формуле (9.9):

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{f} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{f}} \quad (9.9)$$

										Лист
										74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2017.100.03 ПЗ					

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{0,44} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{0,44}} = 1$$

Тогда максимальная приземная концентрация вредных веществ, при выбросе из одиночного источника определяется по формуле (9.6):

$$C_m = \frac{160 \cdot 1,2 \cdot 1 \cdot 1}{45^2 \cdot \sqrt[3]{2 \cdot 14,5 \cdot 165,5}} = 0,006 \text{ мг/м}^3$$

Максимальная приземная концентрация двуокиси азота $C_m = 0,006 \text{ мг/м}^3$ не превышает ПДК данного вещества $ПДК_{NO_2} = 0,085 \text{ мг/м}^3$. Можно сделать вывод о том, что кирпичная дымовая труба высотой 45 метров может обеспечивать рассеивание загрязняющих веществ в атмосфере.

9.4.2 Поверочный расчет дымовой трубы для теплого периода

Определим разность температур уходящих газов и атмосферного воздуха для теплого периода:

$$\Delta T = 150 - 22,8 = 127,2 \text{ }^\circ\text{C}$$

Проведем расчет максимальной приземной концентрации двуокиси азота для летнего периода. Определим коэффициенты n и m , учитывающие условия выхода газоздушной смеси из устья истока выбросов. Значение этих коэффициентов определяются по вспомогательным величинам, вычисляемым в свою очередь по конструктивным параметрам, рассчитываемых, с учетом работы двух котлов, по формулам (9.7), (9.8):

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{14,5 \cdot \frac{127,2}{45}} = 2,24$$

Коэффициент n при $v_m > 2$ принимается равным: $n = 1$.

$$w_o = \frac{4 \cdot 14,5}{3,14 \cdot 2,1^2} = 4,19 \text{ м/с}$$

Тогда:

					13.03.01.2017.100.03 ПЗ	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$f = \frac{10^3 \cdot 4,19^2 \cdot 2,1}{45^2 \cdot 127,2} = 0,14$$

Расчетная формула коэффициента m при $f < 100$ определяется по формуле (9.9):

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{0,14} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{0,14}} = 1,13$$

Тогда максимальная приземная концентрация вредных веществ, при выбросе из одиночного источника определяется по формуле (9.6):

$$C_m = \frac{160 \cdot 0,6 \cdot 1 \cdot 0,82}{45^2 \cdot \sqrt[3]{14,5 \cdot 127,2}} = 0,003 \text{ мг/м}^3$$

Максимальная приземная концентрация двуокиси азота $C_m = 0,003 \text{ мг/м}^3$ не превышает ПДК данного вещества $ПДК_{NO_2} = 0,085 \text{ мг/м}^3$. Можно сделать вывод о том, что кирпичная дымовая труба высотой 45 метров может обеспечивать рассеивание загрязняющих веществ в атмосфере.

10 АВТОМАТИЗАЦИЯ

					13.03.01.2017.100.03 ПЗ	Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В проекте разработана функциональная схема КИПиА котла КВ-ГМ-10-150. Схема вычерчена в соответствии с ГОСТ 21.404-85 и представлена в графической части проекта.

Задачами автоматического регулирования теплоисточника является: поддержание температуры воды, подаваемой в теплосеть, на заданном уровне, определяемым в соответствии с отопительным графиком при экономичном сжигании используемого топлива и стабилизация основных параметров работы котельной.

Согласно действующим нормативам для котла выполнена система автоматизации на базе блока управления БУК-МП-03 [37]. Он обеспечивает регулирование работы котла в зависимости от требуемой температуры тепловой сети, которая задается графиком ее работы.

Блок управления осуществляет автоматический пуск и работу котла по команде оператора, при этом выполняя [38]:

- запуск дымососа и вентилятора вторичного воздуха котла;
- вентиляцию топки в течение заданного времени;
- автоматическое поддержание разряжения в топке во время вентиляции;
- проверку герметичности газовой арматуры котла;
- розжиг запальной горелки;
- розжиг основной горелки;
- поддержание соотношения газ/воздух на всех режимах работы котла;
- поддержание разряжения в топке котла;
- поддержание заданной температуры сетевой воды на выходе из котла.

При работе котла блок управления обеспечивает защиты котла по следующим параметрам [38]:

- низкое давление жидкого топлива;
- низкая температура жидкого топлива;
- низкое давление воды на входе в котел;
- высокое давление воды на выходе из котла;
- высокая температуры воды на выходе из котла;
- нет разряжение в топке котла;
- давление газа низкое;
- давление газа высокое;
- нет факела;
- давление вторичного воздуха низкое.

Процесс получения горячей воды с заданной температурой и постоянным расходом происходит следующим образом. Вода непрерывно поступает в котел по подающей ветке котлового контура T_2 . Контроль расхода воды осуществляется прибором ($FQ 1-10$) установленным по месту, с последующей передачей сигнала на прибор щита управления ($FQ 1-A6$). Вода, проходя через конвективные и экранные поверхности котла, которые находятся в конвективной шахте и

					13.03.01.2017.100.03 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

топочной камере, нагревается. После котла вода с заданной температурой направляется в подающую магистраль T_1 . Температура воды в подающей T_1 и обратной T_2 магистралях измеряется с помощью датчиков ($TI\ 1-11$), расположенных по месту. В зависимости от температуры воды в обратной магистрали датчиком ($TE\ 1-BK3$) по необходимости передается сигнал на ($NS\ 1-12$) регулирующий орган «заслонка газ» и частотный преобразователь вторичного воздуха ($EC\ 2-UZ$), при этом происходит корректировка соотношения «топливо-воздух» для регулирования интенсивности горения. Это вызывает повышение или понижение давления продуктов сгорания на выходе из топочной камеры. Это вызывает повышение или понижение давления продуктов сгорания на выходе из топочной камеры. Давление в топке регулируется первичным измерительным преобразователем давления ($PE\ 1-3$), установленным по месту, передающий сигнал на ($PYISA1-A3$) «измеритель давления с преобразованием в сигнал и блокировкой по аварийному нижнему пределу», находящемуся на ЩУ.

От датчика разрежения 8, установленного на выходе продуктов сгорания из топочной камеры 7, сигнал поступает на регулятор разрежения 15, который выдает сигнал на регулирующий орган $V3$ дымососа 10. На регулятор 15 возложена задача поддерживать на выходе из топочной камеры постоянное разрежение за счет воздействия на исполнительный механизм направляющего аппарата дымососа 10. Для розжига горелки котла и пуска его в эксплуатацию используется соответствующая система, состоящая из основного клапана ($EVP3$), регулирующей заслонки газ, клапана запальника ($EVP4$), а также запального трансформатора, подающего искру на запальное устройство. С помощью фотоэлементов ($BE\ 1-7a$) и ($BE\ 1-13$), установленных по месту, система автоматически следит за состоянием пламени запальника и горелки.

Для автоматического отключения подачи газа в аварийных ситуациях служит электромагнитный отсечной клапан ($EVP2$).

При работе котла мазуте в блоке управления имеется программа выбора другого топлива, которая обеспечивает сохранение всех защит котла, перечисленных выше. При этом блок управления блокирует сигналы открытия газовых клапанов и процедуру проверки герметичности газопроводов, но в алгоритм работы вводится вентилятор первичного воздуха горелки. При этом регулирование давления топлива перед горелкой выполняется клапанами ($1-YA4$) и ($1-YA5$), которые управляются измерителями-регуляторами ($PISA1-A8$) и ($PISA1-A9$). Регулирование тепловой мощности котла выполняется оператором вручную при помощи кнопочного поста ($SB-B$, $SB-M$), с которого по разработанной при наладке режимной карте осуществляется регулирование давления топлива.

В котельной смонтирована система контроля загазованности по CO и CH_4 . Высота установки датчиков CO 1,8 м, датчиков CH_4 – 200 мм от перекрытий котельного зала.

Условные обозначения приборов и средств автоматики вынесены на чертеж «Схема системы автоматизации котла КВ-ГМ-10-150».

11 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

					13.03.01.2017.100.03 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

11.1. Анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов

11.1.1. Выявление опасных и вредных производственных факторов

В выпускной квалификационной работе рассматривается водогрейная часть производственно-отопительной котельной ЗАО «КМЭЗ» г. Кыштым, в которой установлены водогрейные котлы КВ-ГМ-10-150, предназначенный для выработки тепла, идущего на отопление, вентиляцию, горячее водоснабжение и технологические нужды предприятия. Котлы работают на природном газе $Q_n^p = 33,49 \text{ МДж/м}^3$ (при 0 °С и 0,10132 МПа). Резервным топливом является мазут.

В соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [13], на работающий персонал оказывают влияние следующие опасные и вредные факторы:

1) Физические:

- тепловое излучение (нагретые поверхности котельных агрегатов, и трубопроводы горячей воды), повышенная температура рабочей зоны, повышенная влажность воздуха, повышенная подвижность воздуха из-за усиленного притока вентилируемого воздуха и оттока воздуха, забираемого на горение топлива в котельном агрегате;

- повышенный уровень постоянного шума (резкие перепады давления в трубопроводе, работа предохранительных клапанов, пробивание прокладок фланцевых соединений, движение газов в трубах с большой скоростью – аэродинамические шумы);

- общая вибрация (при работе котельных агрегатов, при движении газов в трубах с большой скоростью);

- недостаток естественного света вследствие наличия громоздкого оборудования.

2) Химические:

- загазованность воздуха рабочей зоны (метан, окислы азота, окись углерода);
- возможные утечки природного газа.

3) Биологические: отсутствуют.

4) Факторы трудового процесса:

- тяжесть труда;
- напряженность труда.

Объекты, которые могут стать причиной травмированы работника:

- ручная запорная арматура;
- электрифицированные задвижки, электродвигатели;
- горячие трубопроводы, нагретые металлические конструкции, нагретые элементы оборудования;
- трубопроводы дымовых газов;

- незащищенные и неизолированные электропровода;

					13.03.01.2017.100.03 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

- поврежденные электродвигатели;
- незаземленное оборудование;
- гладкие и скользкие лестницы, низкие ограждения, различные предметы;
- острые углы металлических конструкций.

Возможные аварийные ситуации:

- разрыв трубопроводов под давлением;
- взрыв деаэратора вследствие неправильной эксплуатации;
- взрыв котла и образование в нем дыр или трещин;
- взрыв газопровода при разрыве сварного шва;
- пожар вследствие аварии в системе электроснабжения;
- повышение содержания в воздухе вредных веществ;
- разрыв взрывного предохранительного клапана на трубопроводах дымовых газов.

11.2 Нормирование факторов рабочей среды и трудового процесса и организация мероприятий защиты

11.2.1 Воздух рабочей зоны

Воздух рабочей зоны оценивается по метеорологическим и атмосферным условиям на рабочих местах.

Действующими нормативными документами, регламентирующими метеорологические условия, являются: СанПиН 2.2.4.548-96 – Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений [14]; ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» [15].

Показателями, характеризующими микроклимат в производственных помещениях являются: температура воздуха, относительная влажность, скорость движения воздуха, интенсивность теплового облучения.

Работа оператора котельной по энергетическим затратам организма относится к категории 1а при работе в операторской и 1б при обходах технологического оборудования. Расчетные параметры микроклимата производственных помещений представлены в таблице 11.1.

Таблица 11.1 – Расчетные температура, скорость и относительная влажность воздуха на постоянных рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ	Допустимая температура °С	Допустимая влажность %	Скорость движения воздуха допустимая м/с
1	2	3	4	5
Холодный	Легкая 1А	21–25	15–75	≤ 0,1
	Легкая 1Б	20–24	15–75	≤ 0,2

Продолжение таблицы 11.1

					13.03.01.2017.100.03 ПЗ	Лист
						82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1	2	3	4	5
Теплый	Легкая 1А	22–28	15–75	0,1 – 0,2
	Легкая 1Б	21–28	15–75	0,1 – 0,3

Котельные агрегаты, а также трубопроводы горячей воды являются источником избыточного теплового излучения. В соответствии с ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» интенсивность теплового облучения, работающих от нагретых поверхностей технологического оборудования, осветительных приборов, инсоляции на постоянных и непостоянных рабочих местах не должна превышать 35 Вт/м² при облучении 50 % поверхности тела и более, 70 Вт/м² – при величине облучаемой поверхности от 25 до 50 % и 100 Вт/м² – при облучении не более 25 % поверхности тела.

В соответствии с [15] установлены ПДК:

- оксида углерода (СО): класс опасности – 4 ПДК – 20 мг/м³;
- оксида азота (NO): класс опасности – 3 ПДК – 5 мг/м³;
- диоксида азота (NO₂): класс опасности – 3 ПДК – 2 мг/м³;
- метан (СН₄): – 4 ПДК – 7000 мг/м³.

Оксид углерода очень опасен, так как не имеет запаха и вызывает отравление и даже смерть. Признаки отравления: головная боль и головокружение, одышка, покраснение лица, слабость, тошнота; в тяжелых случаях судороги, потеря сознания, кома.

Оксиды азота оказывают раздражающее воздействие на слизистые оболочки глаз, носа и остаются в легких в виде азотной и азотистой кислот. Диоксид азота воздействует в основном на дыхательные пути и легкие, а также вызывает изменения в составе крови, в частности уменьшает содержание в крови гемоглобина.

В котельной возможна загазованность метаном. Главная опасность метана для человека может быть связана с гипоксией (кислородным голоданием) и асфиксией (удушьем), возникающими при недостатке кислорода, который метан вытесняет из воздуха.

В целях профилактики неблагоприятного воздействия вредных факторов рабочей среды должны быть предусмотрены защитные мероприятия.

Для обеспечения нормативных параметров микроклимата в котельном цехе предусмотрена вытяжная вентиляция. Приток воздуха естественный.

Все трубопроводы котельной с температурой стенки выше 45 °С теплоизолируются. Выполнена маркировка всех трубопроводов в соответствии с ГОСТ 14202-69 «Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркированные щитки» [39] теплопроводы – красным цветом, вода холодная и горячая – зеленым, газопроводы – желтым.

					13.03.01.2017.100.03 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

Помимо этого, согласно ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ «Средства защиты работающих. Общие требования и классификация» [40] персонал должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты – спецодежда, рукавицы.

Для защиты обслуживающего персонала от воздействия тепловой энергии необходимы следующие мероприятия:

- все тепловыделения уменьшить путем использования тепловой изоляции;
- осуществлять автоматический контроль за температурой;
- рационализация режимов труда и отдыха. Это достигается сокращением продолжительности рабочей смены, введением дополнительных перерывов, созданием условий для эффективного отдыха в помещениях с нормальными метеорологическими условиями.

Допустимые величины интенсивности теплового облучения работающих от источников излучения, нагретых до белого и красного свечения (раскаленный или расплавленный металл, стекло, пламя и др.) не должны превышать 140 Вт/м². При этом облучению не должно подвергаться более 25 % поверхности тела и обязательным является использование средств индивидуальной защиты, в том числе средств защиты лица и глаз. В котельной АБЗ практически отсутствуют источники облучения более 60 Вт/м². Операторы котельной проводят минимальное количество времени за пределами операторной, выполняя хорошо отработанные операции по обслуживанию и осмотру быстро и без долгосрочного пребывания в рабочей зоне.

Для нормальной жизнедеятельности человека существенное значение имеет чистый естественный воздух, без примеси пыли, вредных аэрозолей, газов и паров. Повышенная загазованность рабочей зоны приводит к отравлению организма.

11.2.2 Световая среда

Неблагоприятное освещение возникает вследствие плохой работы осветительных приборов, затененностью оборудования и конструкций. Действующими нормативными документами являются: СНиП 23-05-95* «Естественное и искусственное освещение» [41].

Согласно СНиП помещение цеха должно быть освещено таким образом, чтобы обеспечить качественный монтаж и ремонт оборудования, а при эксплуатации – возможность правильного и безопасного обслуживания теплоэнергетического оборудования.

Освещение в производственных зданиях может осуществляться естественным и искусственным светом. При недостаточном естественном освещении используется совмещенное освещение.

Естественное освещение осуществляется через окна в боковых стенах и через верхние световые проемы.

Внутри котельного зала запроектировано рабочее и аварийное освещение, предусмотрены отдельные группы для освещения основного прохода, щитовой и

					13.03.01.2017.100.03 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

входа светильниками во взрывобезопасном исполнении. Подлежат обязательному оборудованию аварийным освещением следующие места:

- фронт котлов, а также проходы между котлами, сзади котлов и над котлами;
- тепловые щиты и пульты управления;
- водоуказательные и измерительные приборы;
- вентиляционная площадка;
- помещения для баков и деаэраторов;
- площадки и лестницы котлов;
- насосные помещения.

Для рабочего и дежурного освещения используются газоразрядные лампы, так как они оказывают минимальную нагрузку на зрительные органы. В качестве аварийного и эвакуационного освещения используются лампы накаливания. Нормируемая величина освещения для машиниста котла представлена в таблице 11.2.

Таблица 11.2 – Нормируемая величина освещения для машиниста котла

Участок котельного отделения цеха	Разряд зрительной работы	Нормы освещённости, лк	КП, %
Площадки и лестницы котлов, проходы за котлами	VIII	75	–
Местные щиты управления котлами	IV г	200	20
Диспетчерская	III г	200	20

11.2.3 Виброакустические факторы

11.2.3.1 Вибрация

Работа оборудования промышленных установок сопровождается колебаниями фундаментов, элементов конструкций, сотрясениями, которые называются вибрацией. К такому оборудованию относится котел КВ-ГМ-30-150, насосное оборудование, работа передвижных механизмов и агрегатов, ручное оборудование.

Нормативной документацией, характеризующей виброакустические факторы, является ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ «Вибрационная безопасность. Общие требования» [42].

Выбор нормирования определяется в зависимости от интенсивности вибрации.

В производственных условиях длительное воздействие вибрации приводит к различным нарушениям здоровья человека. Вибрация оказывает неблагоприятное воздействие на нервную систему человека, наступают изменения в сердечно-сосудистой системе, вестибулярном аппарате, нарушается обмен веществ. При

большой интенсивности и в определенном диапазоне частот вибрация может вызвать разрыв тканей, сотрясение мозга.

Наиболее опасны для организма человека вибрации, частоты которых совпадают с частотами собственных колебаний тела человека и его внутренних органов, так как такие вибрации могут вызвать резонансные явления в организме человека. От постоянной вибрации у человека возникает раздражимость и виброзаболевания, сужение сосудов в конечностях, спазмы и уменьшение кровоснабжение в конечностях. Общая технологическая вибрация тип 3а представлена в таблице 11.4.

Таблица 11.4 – Общая технологическая вибрация тип 3а

Среднегеометрические частоты активных полей, Гц	Нормативные значения виброскорости, дБ
2,0	100
4,0	99
8,0	93
16,0	92
31,5	92
63,0	92
Корректированные значения	92

Котел, и вспомогательное оборудование размещены с учетом создания минимальных уровней вибрации на рабочих местах. Опоры трубопроводов выполнены гибкими. Все агрегаты установлены на самостоятельном фундаменте, виброизолированном от пола и конструкции здания, либо на специальных амортизаторах в виде стальных пружин или упругих прокладок из резины. Между стенами несущих блоков и каркасом здания также установлены демпфирующие прокладки. Чтобы исключить передачу вибрации через грунт, между фундаментом здания и грунтом выполнен акустический разрыв, то есть промежуток не менее 70 мм, заполненный вибропоглощающим материалом.

Для уменьшения шума в трубопроводах и арматуре скорость воды принимается в пределах величины, при которой вибрация не будет создавать не допустимых шумовых явлений.

Для обеспечения вибрационной безопасности труда должен быть организован эффективный контроль за соблюдением установленных норм и требований.

11.2.3.2 Производственный шум

Источником механического шума в котельной являются насосы с приводом от электродвигателя, трубопроводы (большая скорость теплоносителей, гидроудары), горелки котельного оборудования. Шум электрических машин образуется при одновременном действии следующих составляющих шумом:

магнитный, то есть колебания ротора и статора под действием магнитных сил; аэродинамический – вращение ротора и движение воздушных потоков; механический – вибрация деталей и узлов машины. В трубопроводах и насосах может возникнуть кавитация. Кавитационный шум проявляется даже на ранней стадии кавитации.

Согласно нормативным значениям ПДУ шумов (ГОСТ 12.1.003-83) на постоянных рабочих местах в производственных помещениях и на территории предприятия уровень звука не должен превышать 80 дБА.

Шум ухудшает точность выполнения работ, затрудняет прием и восприятие информации, способствует быстрой утомляемости.

Длительное воздействие шума на организм человека приводит к следующим негативным последствиям:

- сильное снижение остроты слуха и зрения;
- повышение кровяного давления;
- снижение внимания;
- кроме того, негативно влияет на нервную и сердечно - сосудистую систему.

Согласно ГОСТ 12.1.029-80 г. «ССБТ средства и методы защиты от шума. Классификация» [43], защита рабочего персонала от шума осуществляется индивидуальными средствами защиты.

Проектом предусмотрено, согласно [43] ГОСТ 12.1.029.80, защита от шума строительно-акустическим методом:

- звукопоглощающие подставки для котлов;
- звукопоглощающие кожухи горелок;
- глушители шума газовоздушных трактов;
- звукоизоляция ограждающих конструкций;
- звукопоглощающая конструкция и экраны;

Допустимые уровни звукового давления на рабочих местах и территории предприятий представлены в таблице 11.5.

Таблица 11.5 – Допустимые уровни звукового давления на рабочих местах и территории предприятий

Уровни звукового давления, дБ, в активных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц								Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
63	125	250	1000	2000	4000	8000	500	
83	74	68	60	57	55	54	63	65

Зоны с уровнем шума более 80 дБ должны быть обозначены знаком безопасности. Работающий в этих зонах персонал, обязан использовать СИЗ (средства индивидуальной защиты). Запрещается даже кратковременное пребывание в зонах с уровнем шума свыше 135 дБ. СИЗ позволяют снизить

уровень воспринимаемого звука на 10 – 45 дБ. К средствам индивидуальной защиты можно отнести противозумные наушники, вкладыши. Для создания комфортных условий труда персонала, щиты управления вынесены в отдельные помещения. Это позволяет обеспечить аэрацию и звукоизоляцию помещения щита управления.

11.2.4 Тяжесть и напряженность трудового процесса

11.2.4.1 Тяжесть трудового процесса

- физическая, динамическая нагрузка (региональная - перемещение до 1м);
- масса, поднимаемого и перемещаемого груза;
- общее число стереотипных рабочих движений;
- форма рабочей позы;
- степень наклона корпуса;
- перемещение в пространстве.

11.2.4.2 Напряженность

К факторам напряженности труда относятся:

- интеллектуальные нагрузки (принятие решений, выполнение задач по инструкции; восприятие сигналов с последующей коррекцией действий и операций);
- сенсорные нагрузки (сосредоточенное наблюдение во время смены за работой оборудования и режимами работы, наблюдение за параметрами на экране монитора и за параметрами на контрольно-измерительных приборах и автоматике);
- эмоциональные нагрузки (степень ответственности за результат собственной деятельности, значимость ошибки, степень риска для собственной жизни, степень ответственности за безопасность других людей);
- степень монотонности нагрузки (наблюдение за техпроцессом); режим работы (сменность работы – работа в ночную смену, продолжительность рабочей смены 12 часов).

Монотонная работа отрицательно сказывается на эффективности производства: ухудшаются экономические показатели, повышаются травматизм и аварийность. При длительной работе, требующей эмоционального напряжения, могут возникнуть заболевания сердечно-сосудистой системы.

11.3 Безопасность производственных процессов и оборудования

Движущиеся и вращающиеся части механизмов могут вызвать механическое повреждение тела человека при попадании частей тела человека в поле действия частей механизмов. Помимо этого, существует опасность поражения падающими

					13.03.01.2017.100.03 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

с высоты различными предметами. Причинами травм от вращающихся механизмов и падения с высоты могут явиться отсутствие ограждающих кожухов вращающихся и двигающихся частей, предупреждающих и запрещающих плакатов, ограждений, поручней и лестниц. Также возможны получения травм из-за падающих с высоты предметов. Средствами индивидуальной защиты персонала в этом случае являются шлемы и каски [40].

Наиболее распространенными причинами возникновения аварийных ситуаций, повреждения оборудования, в результате которых может быть создана травмоопасная ситуация, являются:

- повышение давления, температуры, гидроудары, возникающие вследствие резких перепадов давления теплоносителя;
- неправильная эксплуатация котельного агрегата или неверный расчет, который может привести к нарушению прочности его стенок;

При повышении давления среды внутри трубопроводов выше допустимого возможны разгерметизация и выброс среды в помещение, что может привести к ожогам, отравлениям.

Утечки газа могут приводить к общему отравлению организма, вызывать удушье. Кроме того, в определенных концентрациях газо-воздушная смесь является взрывоопасной.

Во время эксплуатации и ремонтов трубопроводов горячей воды и пара возможны ожоги горячей водой при разрыве трубопроводов, а также механические повреждения при разрушении в связи с этим правилами установлены требования безопасности к трубопроводам, транспортирующим горячую воду и пара с температурой более 115 °С.

Трубопроводы при нагревании имеют свойства удлиняться, а при охлаждении укорачиваться. Для обеспечения свободного удлинения трубопровода, часть его опор делают неподвижными. На прямых участках трубопроводов монтируют компенсаторы температурных расширений.

В трубопроводах возможны гидроудары. Чтобы их избежать, конденсат удаляют через дренажные устройства. Для обеспечения полного слива из трубопроводов воды и конденсата их монтируют с уклоном в сторону, где имеются дренажи. В верхних точках трубопроводов устанавливают воздушники.

Трубопроводы горячей воды и пара покрывают слоем тепловой изоляции. В процессе эксплуатации трубопроводов контролируют ползучесть металла труб, толщину их стенок, состояние тепловой изоляции, опор и подвесок, фланцевых соединений и уплотнений арматуры, а также линейные перемещения опор.

Причинами травм могут стать разрывы взрывных предохранительных клапанов на трубопроводах дымовых газов. Последствиями могут быть тепловые ожоги дымовыми газами и повышение концентрации вредных веществ в помещении котельной. Чтобы избежать разрывов взрывных предохранительных клапанов следует монтировать клапана выше человеческого роста, проводить своевременно и постоянно поддерживать режимы горения топлива, предписанные в режимных картах.

При перемещении людей по котельному залу следует учитывать, что в котельной присутствуют лестницы, гладкие и скользкие, низкие ограждения, острые углы металлических и железобетонных конструкций и оборудования. Все эти предметы могут привести к травмированию обслуживающего персонала. Во избежание этого персонал должен быть предельно аккуратен при перемещении по котельному залу.

11.4 Электробезопасность

Электробезопасность – это система организационных, технических мероприятий, а также средств защиты от поражений человека электрическим током.

Основными потребителя электроэнергии являются насосы, задвижки, оборудованные электродвигателями. Возможность поражения электрическим током возникает в результате случайного прикосновения к незаземленным токоведущим частям, находящимся под напряжением, а также в результате появления напряжения на металлических нетоковедущих частях оборудования (корпусах, кожухах, ограждениях) вследствие повреждения изоляции.

Электрический ток может поражать отдельные участки тела или весь организм в целом, вызывать ожоги, электрометаллизацию кожи, электрический удар.

Действующим нормативным документом является:

ГОСТ 12.1.019 ССБТ «Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты».

Согласно ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ «Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжения прикосновений и токов» [45] не должны превышать следующих значений. Предельно допустимые уровни напряжения прикосновений и токов представлены в таблице 11.6

Таблица 11.6 – Предельно допустимые уровни напряжения прикосновений и токов

Род и частота тока	Пороговое значение напряжения U_h , В	Пороговое значение силы тока I_h , мА
Переменный, 50 Гц	2	0,3
Переменный, 400 Гц	3	0,4
Постоянный	8	1,0

По электроопасности помещение котельной относится ко 2 классу – помещения с повышенной опасностью (повышенная температура воздуха).

Напряжения прикосновения и токи при аварийных режимах работы электроустановок напряжением до 1000 В и частоте 50 Гц указаны в таблице 11.7.

Таблица 11.7 - Предельно допустимые уровни напряжения прикосновений и токов

Продолжительность воздействия	Нормируемая величина	
	Напряжение, В	Сила тока, мА
0,01–0,08	220	220
0,1	200	200
0,2	100	100
0,3	70	70
0,4	55	55
0,5	50	50
0,6	40	40
0,7	35	35
0,8	30	30
0,9	27	27
1,0	25	25

Для защиты персонала от попадания под опасное для жизни напряжение при повреждении изоляции выполняется защитное зануление. В качестве проводников используются стальные трубы и нулевые проводники электропроводки, имеющие надежное соединение с нейтралью трансформаторов посредством нулевых жил питающих кабелей.

Заземлению подлежат корпуса электрических машин, приводы электрических аппаратов, каркасы распределительных щитов, металлические кабельные конструкции, стальные трубы электропроводок, лотки, короба, тросы.

11.5 Пожаровзрывобезопасность

Так как технологический процесс связан со сжиганием топлива, то возможный источник пожара в котельной – это утечка топлива из газопровода и образование взрывоопасной газозвушной смеси.

Действующим нормативным документом является ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность. Общие требования» [46].

Общие положения:

Пожарная безопасность объекта должна обеспечиваться системами прекращения пожара и противопожарной защитой, в том числе организационно-техническими мероприятиями.

Котельный цех относится к категории «Г» НПБ-105-95 «Категории промышленных и складских помещений, зданий и сооружений по взрывопожарной и пожарной опасности». Полы во всех помещениях залиты бетоном с армированным основанием. Непременным требованием безопасности является герметичность соединений газопроводов. Из-за неправильного ведения топчного режима, в топке и газоходах котла могут происходить взрывы и хлопки большой силы. Для защиты от взрывов топка и газоходы оборудованы взрывными клапанами.

										Лист
										90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2017.100.03 ПЗ					

В помещении число выходов лестниц не менее двух. Двери в помещении открываются наружу. Для тушения пожаров предусмотрены следующие системы:

- система водяного пожаротушения, закольцованная по залу;
- местные пожарные щиты, укомплектованные пожарным инвентарем.

Системы пожарной безопасности должны характеризоваться уровнем обеспечения пожарной безопасности людей и материальных ценностей и исполнять следующие задачи:

- исключить возникновение пожара;
- обеспечить пожарную безопасность людей;
- обеспечить пожарную безопасность материальным ценностям людей.

Опасными факторами, воздействующими на людей и материальные ценности, являются:

- пламя и искры;
- повышенная температура окружающей среды;
- дым;
- пониженная концентрация кислорода.

Ко вторичным проявлением опасных факторам пожара являются:

- осколки, части разрушившихся аппаратов;
- радиоактивные и токсичные вещества и материалы;
- электрический ток;
- опасные факторы взрыва.

По ГОСТ 12.1.010-76(83) ССБТ «Взрывобезопасность. Общие требования» [47] противопожарная защита должна достигаться применением одного из следующих способов или их комбинацией:

- применением средств пожаротушения и соответствующих видов пожарной техники;
- применением автоматических установок пожарной сигнализации и пожаротушения;
- применением основных строительных конструкций и материалов, в том числе используемых для облицовок конструкций, с нормированными показателями пожарной опасности;
- применением пропитки конструкций объектов антипиренами и нанесением на их поверхности огнезащитных красок (составов);
- устройствами, обеспечивающими ограничение распространения пожара;
- организацией с помощью технических средств, включая автоматическое своевременного оповещения и эвакуации людей;
- применением средств коллективной и индивидуальной защиты людей от опасных факторов пожара, а также применением средств противодымной защиты.

					13.03.01.2017.100.03 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

12 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ

12.1 Выбор варианта технического перевооружения котельной ЗАО «КМЭЗ» г. Кыштым

12.1.1 Постановка задачи

В настоящее время, производится техническое перевооружение котельной на основе водогрейных котлов.

Следует рассмотреть 2 варианта возможного расширения котельной:

вариант 1-й – продолжить эксплуатацию водогрейного котла КВГМ-30-150, теплопроизводительностью 30 Гкал/час;

вариант 2-й – установка 2-х водогрейных котлов КВГМ-10-150 теплопроизводительностью, 10 Гкал/час каждый.

Необходимо рассмотреть оба варианта, оценить сравнительную эффективность технического перевооружения водогрейной котельной и выбрать лучший вариант.

Водогрейный котел КВ-ГМ 10-150 предназначенный для получения горячей воды с температурой 150 °С, используемой в системах отопления, вентиляции и горячего водоснабжения промышленного и бытового назначения, а также для технологических целей.

Котельный агрегат теплопроизводительностью 10 Гкал/час, с температурой воды на выходе 150 °С.

Котел прямоточный с П-образной сомкнутой компоновкой поверхностей нагрева.

Котел предназначен для сжигания природного газа, резервным топливом является мазут.

12.1.2 Расчет капитальных затрат

Рассчитаем капитальные затраты по первому варианту, таблица 12.1.

Таблица 12.1 – Структура капитальных вложений для котла КВГМ-30-150 [23, 49–53]

Наименование затрат	Затраты	
	тыс. руб.	%
1	2	3
Проектные работы	251,0	1,4
Строительные работы	260,8	1,4
Монтажные работы	1 413,0	7,8
Транспортные расходы на доставку оборудования	731,5	4,0

Продолжение таблицы 12.1

1	2	3
Затраты на комплектацию оборудования (3,2 % стоимости оборудования)	468,2	2,6
Заготовительно-складские затраты (1,2 % стоимости оборудования)	175,6	1,0
Основное оборудование		
Котел КВГМ-30-150	11 911,5	65,6
Горелка РГМГ-30	1 171,0	6,5
КИП и автоматика	1 548,5	8,5
Итого стоимость основного оборудования	14 631,0	80,6
Пуско-наладочные работы	146,3	0,8
Прочие затраты	73,2	0,4
Итого	18 150,7	100,0

Сумма капитальных затрат по первому варианту капитальных вложений для котла КВГМ-30-150 составила $K_1 = 18150,7$ тыс. руб.

Рассчитаем капитальные затраты по второму варианту, таблица 12.2.

Таблица 12.2 – Структура капитальных вложений для установки двух котлов КВГМ-10-150 [23, 49–53]

Наименование затрат	Затраты	
	тыс. руб.	%
Проектные работы	369,4	1,5
Строительные работы	260,8	1,1
Монтажные работы	1 978,2	8,1
Транспортные расходы на доставку оборудования	981,2	4,0
Затраты на комплектацию оборудования (3,2 % стоимости оборудования)	628,0	2,6
Заготовительно-складские затраты (1,2 % стоимости оборудования)	277,3	1,0
Основное оборудование		
Два котла КВГМ-10-150	15 484,9	63,5
Две горелки РГМГ-10	1 522,4	6,2
КИП и автоматика	2 617,0	10,7
Итого стоимость основного оборудования	19 624,3	80,5
Пуско-наладочные работы	196,2	0,8
Прочие затраты	98,1	0,4
Итого	24 371,7	100,0

Сумма капитальных затрат по второму варианту для установки двух котлов КВГМ-10-150 составила:

$$K_1 = 24371,7 \text{ тыс. руб.}$$

12.1.3 Расчет текущих затрат

Годовые эксплуатационные расходы на производство тепловой энергии определяют по формуле (12.1):

$$\sum C_{год} = C_a + C_{mp} + C_{мон} + C_з + C_{пр}, \quad (12.1)$$

где C_a – затраты на амортизацию, тыс. руб./год;

C_{mp} – затраты на текущий ремонт, тыс. руб./год;

$C_{мон}$ – затраты на топливо, тыс. руб./год;

$C_з$ – затраты на заработную плату, тыс. руб./год;

$C_{пр}$ – прочие расходы, тыс. руб./год.

Расчет годовых эксплуатационных затрат на работу котельной с котлами КВ-ГМ-30-150.

Отчисления в амортизационный фонд произведем по формуле (12.2):

$$C_a = H_a \cdot K, \quad (12.2)$$

где $H_a = 6,5$ – норма амортизационных отчислений, %.

$$C_a = 0,065 \cdot 18150,7 = 1179,8 \text{ тыс. руб./год}$$

Отчисления в единый ремонтный фонд приняты в размере 20 % от суммы амортизационных отчислений определим по формуле (12.3):

$$C_{т.р} = 0,2 \cdot C_{ам}$$

$$C_{т.р} = 0,2 \cdot 1179,8 = 235,9 \text{ тыс. руб./год}$$

Стоимость годового расхода топлива вычисляется по формуле (12.4):

$$C_{мон} = B_{год} \cdot C_m, \quad (12.4)$$

где $B_{год} = 18259,68$ – годовой расход топлива [22], тыс. м³/год;

					13.03.01.2017.100.03 ПЗ	Лист
						10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$C_m = 4,099$ – тариф на природный газ [48], руб./тыс. м³.

$$C_{мон} = 18259,68 \cdot 4,099 = 74846,43 \text{ тыс. руб./год}$$

Затраты на заработную плату определим по формуле (12.5):

$$C_з = (З_{эксн} \cdot n + З_{рем} \cdot m) \cdot 12, \quad (12.5)$$

где $З_{эксн} = 8100$ – заработная плата эксплуатационного персонала [54], руб.;

$n = 9$ – количество требуемого эксплуатационного персонала [55], чел.;

$З_{рем} = 10100$ – заработная плата ремонтного персонала [54], руб.;

$m = 12$ – количество требуемого ремонтного персонала [55], чел.

$$C_з = (8100 \cdot 9 + 10100 \cdot 12) \cdot 12 = 2329 \text{ тыс. руб./год}$$

Прочие расходы, куда входят затраты на спецодежду, питание, охрану труда и другие расходы принимают равными 1 % общей суммы затрат на амортизацию, заработную плату и социальное страхование определим по формуле (12.6):

$$C_{пр} = 0,01 \cdot (C_a + C_{м.р.} + C_{мон} + C_з), \quad (12.6)$$

$$C_{пр} = 0,01 \cdot (1179,8 + 235,9 + 74846,43 + 2329) = 785,91 \text{ тыс. руб./год}$$

Итого текущих затрат по первому варианту:

$$\sum C_{год} = 1179,8 + 235,96 + 74846,43 + 2329 + 785,91 = 79377,1 \text{ тыс. руб./год}$$

Расчет годовых эксплуатационных затрат на работу котельной в случае установки котлов КВ-ГМ-10-150.

Затраты на амортизацию определим по формуле (12.2):

$$C_a = 0,065 \cdot 24371,700 = 1584,2 \text{ тыс. руб./год}$$

Затраты на текущий ремонт определим по формуле (12.3):

$$C_{м.р.} = 0,2 \cdot 1584,2 = 316,84 \text{ тыс. руб./год}$$

Стоимость годового расхода топлива вычисляется по формуле (12.7):

$$C_{мон} = B_{год} \cdot C_m, \quad (12.7)$$

					13.03.01.2017.100.03 ПЗ	Лист
						11
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где $B_{год} = 14879,81$ – годовой расход топлива [22], тыс. м³/год;

$C_m = 4,099$ – тариф на природный газ, руб./тыс. м³.

$$C_{мон} = 14879,81 \cdot 4,099 = 60992,33 \text{ тыс. руб./год}$$

Затраты на заработную плату определим по формуле (12.5):

$$C_з = (8100 \cdot 9 + 10100 \cdot 12) \cdot 12 = 2329 \text{ тыс. руб./год}$$

Прочие расходы, куда входят затраты на спецодежду, питание, охрану труда и другие расходы принимают равными 1 % общей суммы затрат на амортизацию, заработную плату и социальное страхование определим по формуле (12.6):

$$C_{пр} = 0,01 \cdot (1584,2 + 316,84 + 60992,33 + 2329) = 652,22 \text{ тыс. руб./год}$$

Итого текущих затрат по второму варианту:

$$\sum C_{год} = 1584,2 + 60992,33 + 2329 + 316,84 + 652,22 = 65874,59 \text{ тыс. руб./год}$$

12.1.4 Расчет срока окупаемости проектных решений

В результате расчетов капитальных и текущих затрат по двум вариантам получилось два неравенства:

$$K_1 = 18150,6 \text{ тыс. руб.} < K_2 = 24371,7 \text{ тыс. руб.}$$

$$C_1 = 79377,1 \text{ тыс. руб./год} > C_2 = 65874,59 \text{ тыс. руб./год}$$

Расчет срока окупаемости T дополнительных капитальных затрат производится по формуле (12.8):

$$T = \Delta K / \Delta C \quad (12.8)$$

$$T = (24371,7 - 18150,6) / (79377,1 - 65874,59) = 0,46 \text{ года} = 5,5 \text{ мес.}$$

Срок окупаемости дополнительных капитальных затрат ниже нормативного срока окупаемости $T_n = 5$ лет [16].

Расчет общего годового экономического эффекта \mathcal{E}_2 от ожидаемой реализации проектного решения производится по формуле (12.9):

$$\mathcal{E}_2 = \Delta C + E_n \cdot \Delta K, \quad (12.9)$$

									Лист
									12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2017.100.03 ПЗ				

где $E_n = 0,1$ – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений.

$$\mathcal{E}_2 = (79377,1 - 65874,59) + 0,1 \cdot (18150,6 - 24371,7) = 12880,4 \text{ тыс. руб.}$$

Исходя из расчетов срока окупаемости и годового экономического эффекта следует, что принятое решение о техническом перевооружении котельной эффективно и экономически выгодно.

12.2 SWOT – анализ вариантов расширения производственно-отопительной котельной ЗАО «КМЭЗ» г. Кыштым

Анализ технического решения осуществляется методом SWOT анализа.

SWOT – анализ является одной из методик анализа сильных и слабых сторон предприятия, его внешних благоприятных возможностей и угроз. Для этого составляются две матрицы, в каждой из которых приводятся сильные (S), слабые (W) стороны технического решения, его возможности (O) и угрозы (T) осуществления. Произведем оценку целесообразности эксплуатации водогрейного котла КВ-ГМ-30-150 и монтажа двух водогрейных котлов КВГМ-10-150. SWOT анализ мира без проекта, когда работают котлы КВГМ-30-150 представлен в таблице 12.3.

Таблица 12.3 – SWOT – Без реализации проекта при работе котлов КВГМ-30-150

S: сильные стороны	W: слабые стороны
<ul style="list-style-type: none"> – наличие квалифицированного персонала, имеющего опыт работы с оборудованием; – наличие средств на покупку новых комплектующих. 	<ul style="list-style-type: none"> – рост затрат на ремонт оборудования; – увеличение продолжительности ремонтного периода; – риск возникновения аварийных ситуаций; – высокая трудоемкость.
O: внешние благоприятные факторы	T: внешние угрозы предприятию
<ul style="list-style-type: none"> – существование устойчивого спроса; – возможность покупки недорогого оборудования. 	<ul style="list-style-type: none"> – возможен рост цен на запасные части котельного оборудования; – увеличение сроков поставки запчастей.

SWOT анализ установки двух котлов КВГМ-10-150 представлен в таблице 12.4.

Таблица 12.4 – SWOT – Реализация проекта с установкой двух котлов КВГМ-10-150

S: сильные стороны	W: слабые стороны
<ul style="list-style-type: none"> – наличие квалифицированного персонала, имеющего опыт работы в данной области; – увеличение межремонтного периода основного оборудования; – хорошие деловые связи с поставщиками оборудования и комплектующих; – наличие средств на покупку нового оборудования; – отсутствие затрат на обучение персонала. 	<ul style="list-style-type: none"> – дополнительные затраты на разработку и реализацию проекта (покупка, монтаж и наладка оборудования).
О: внешние благоприятные факторы	Т: внешние угрозы предприятию
<ul style="list-style-type: none"> – существование устойчивого спроса; – возможность покупки недорогого оборудования. 	<ul style="list-style-type: none"> – увеличение сроков поставки оборудования.

Рассмотрев SWOT-анализ целесообразности технического перевооружения котельной ЗАО «КМЭЗ» г. Кыштыма с установкой двух котлов КВГМ-10-150 и работы котельной со старым не эффективным оборудованием по наличию сильных и слабых сторон, а также благоприятных возможностей предприятия и внешних угроз ему, можно сделать вывод, что работа котельной с смонтированными котлами КВГМ-10-150 является более целесообразной. Поэтому дальнейшие расчеты будут производиться только для этого варианта.

12.3 Планирование целей проекта в дереве целей

Дерево целей представляет собой структурную модель, показывающую соподчиненность и связь целей подразделений в иерархии управления.

Дерево целей приведено на рисунке 12.1.

Миссия предприятия
Надежное и бесперебойное снабжение потребителей тепловой энергией с минимальными затратами топливно-энергетических ресурсов; обновление основных фондов; снижение выбросов в атмосферу.

Цель проекта
Завершить монтаж водогрейного котла КВ-ГМ-10-150 к 01.09.2017 г.

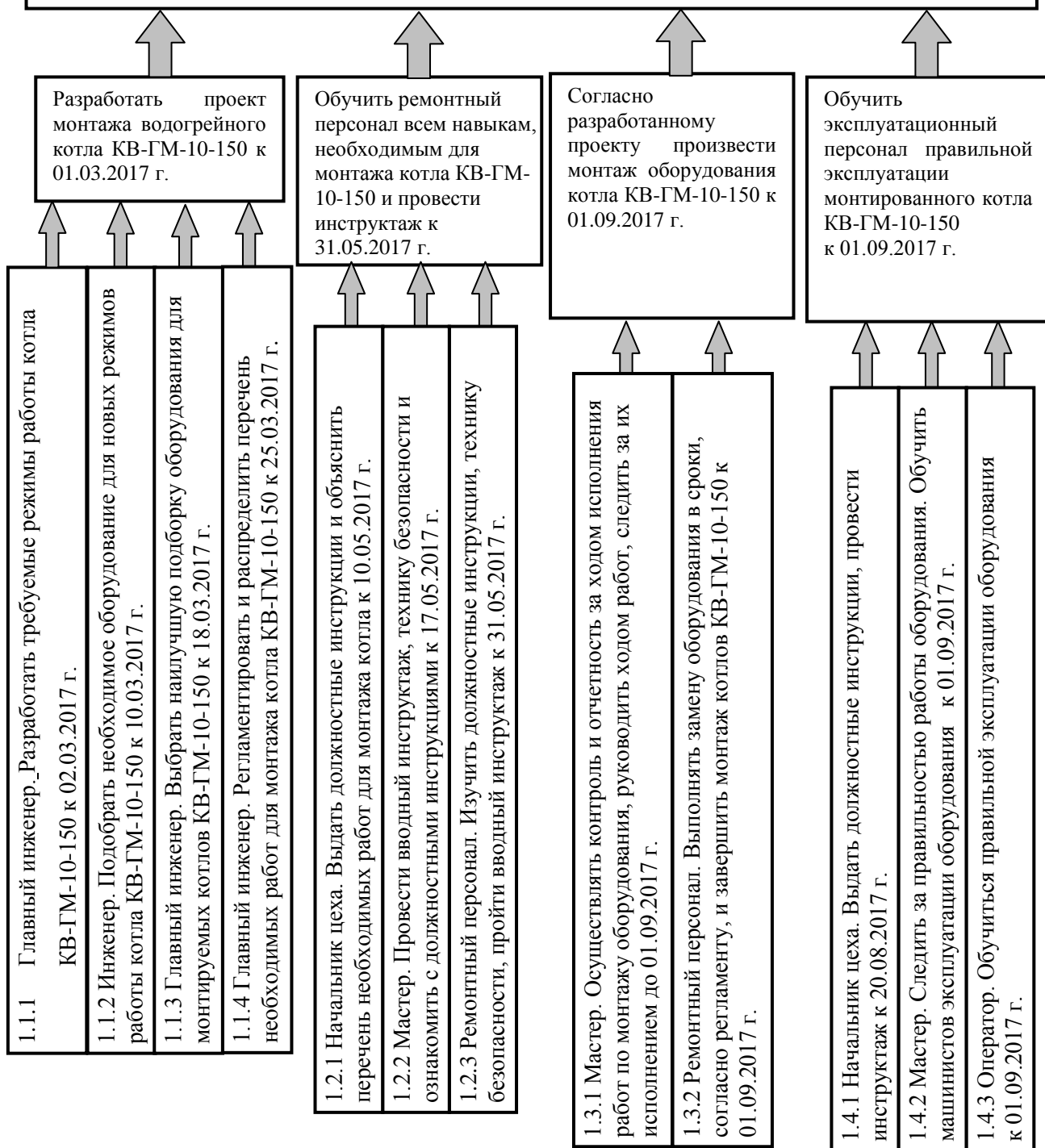


Рисунок 12.1 – Дерево целей проекта

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.01.2017.100.03 ПЗ

Лист

15

12.4 Оценка движущих и сдерживающих сил и ресурсов разработки систем управления

На схеме поля сил изменений системы представлено соотношений влияний движущих сил реализации целей и сдерживающих сил, этому препятствующих. Данное поле характеризует организационную надежность состояния предприятия, устойчивость и направленность его развития. Соотношение влияния движущих сил и сдерживающих сил можно показать на схеме поля сил (Рисунок 12.2).

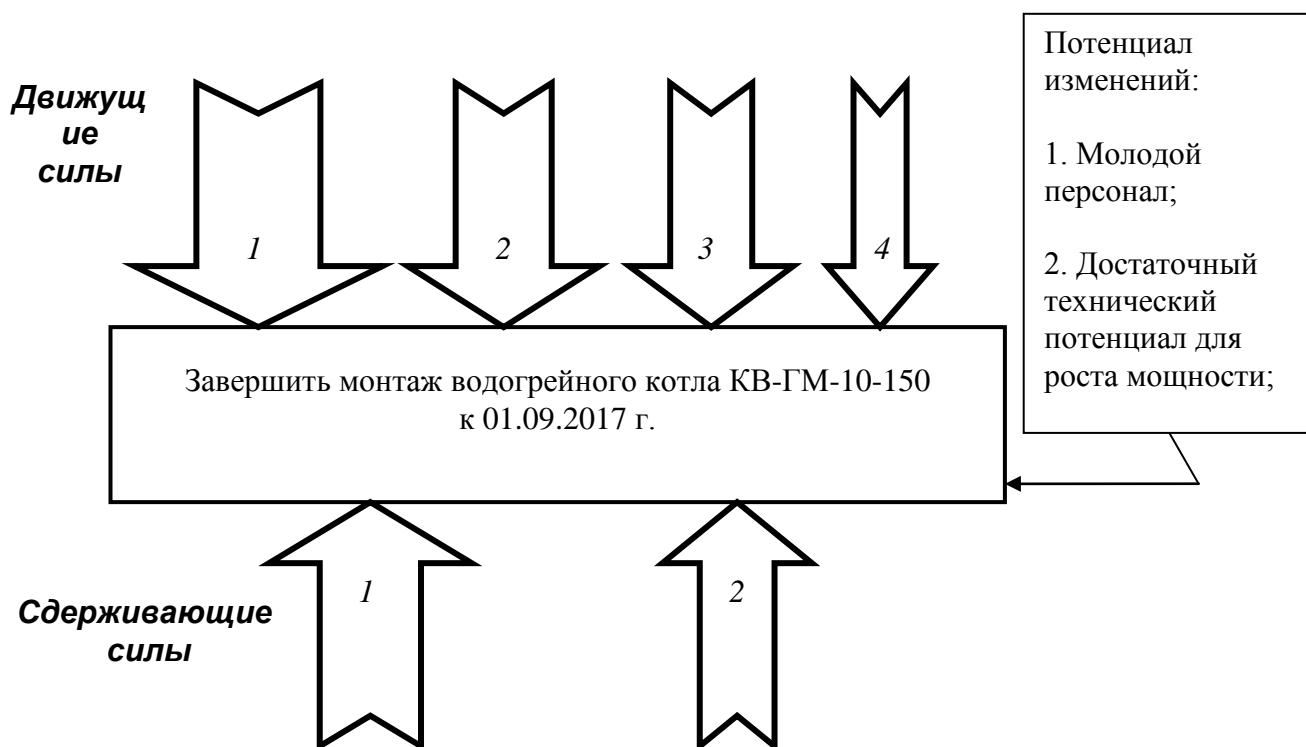


Рисунок 12.2 – Поле сил реализации проекта при установке водогрейных котлов КВ-ГМ-10-150

Движущие силы:

Понижение тепловой нагрузки. Сильное влияние: тепловая мощность, которую запрашивает потребитель, выпадает из диапазона регулирования котлов КВ-ГМ-30-150, стоящих на котельной завода.

Частый ремонт устаревших котлов. Сильное влияние: увеличение ремонтного периода и сбои в подаче тепла потребителям в связи с нарушением работы старого оборудования;

Квалифицированный персонал. Слабое влияние: нет необходимости в переобучении персонала работе на новом оборудовании.

Сдерживающие силы:

Финансовые затраты на проект. Среднее влияние: наличие резервных денежных средств на разработку и реализацию проекта позволяет покрыть часть затрат на реализацию проекта;

					13.03.01.2017.100.03 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

Сложность реализации проекта (замена фундамента и установка котла). Слабое влияние: наличие квалифицированного персонала, техники и ресурсов, позволяет качественно провести строительные и монтажные работы.

Вывод: поле сил изменений системы показывает, что на данном предприятии преобладают движущие силы, а это означает, что поставленная цель выполнима.

12.5 План мероприятий по реализации проекта (график Ганта)

Небольшой комплекс работ может быть показан в виде ленточного графика по этапам проектных работ. План-графика Ганта по реализации целей.

Таблица 12.5 – План-график Ганта по реализации целей

Этап работы	Исполнитель	Продолжительность этапа, недели															
		март				май				Август				Сентябрь			
		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
1	2	3															
1.1.1 Разработать требуемые режимы работы котла КВ-ГМ-10-150 к 2.03.2017 г.	Главный инженер																
1.1.2 Подобрать необходимое оборудование для новых режимов работы котла КВ-ГМ-10-150 к 10.03.2017 г.	Инженер																
1.1.3 Выбрать наилучшую подборку оборудования для монтажа котла КВ-ГМ-10-150 к 18.03.2017 г.	Главный энергетик																
1.1.4 Регламентировать и распределить перечень необходимых работ для монтажа котла КВ-ГМ-10-150 к 25.03.2017 г.	Главный инженер																
1.2.1 Выдать должностные инструкции и объяснить перечень необходимых работ для монтажа котла КВ-ГМ-10-150 до 10.05.2017 г.	Начальник цеха																
1.2.2 Провести вводный инструктаж, технику безопасности и ознакомить с должностными инструкциями к 17.05.2017 г.	Мастер																
1.2.3 Изучить должностные инструкции, технику безопасности, пройти вводный инструктаж к 31.05.2017 г.	Ремонтный персонал																

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

13.03.01.2017.100.03 ПЗ

Лист

17

Продолжение таблицы 12.5

1	2	3																		
1.3.1 Осуществлять контроль и отчетность за ходом исполнения работ по замене оборудования, руководить ходом работ, следить за их исполнением до 01.09.2017 г	Мастер																			
1.3.2 Выполнять монтаж оборудования в сроки, согласно регламенту, и завершить реконструкцию котла КВГМ-10-150 к 1.09.2017 г.	Ремонтный персонал																			
1.4.1 Выдать должностные инструкции, провести инструктаж по эксплуатации установленного оборудования к 20.08.2017 г.	начальник цеха																			
1.4.2 Следить за правильностью работы оборудования. Обучить машинистов эксплуатации оборудования к 01.09.2017 г.	Мастер																			
1.4.3 Обучиться правильной эксплуатации оборудования к 01.09.2017 г.	Эксплуатационный персонал																			

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.01.2017.100.03 ПЗ

Лист

18

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выпускной квалификационной работы были рассчитаны тепловые нагрузки по всему ЗАО «КМЭЗ» г. Кыштыма и на каждого потребителя в отдельности. С учетом покрытия собственных нужд котельной, тепловых потерь по длине трубопровода, тепловая нагрузка по поселку составила $\sum Q = 17,79$ МВт. По этим данным были выбраны и рассчитаны водогрейные котлы КВ-ГМ-10-150 мощностью 11,63 МВт каждый.

В пояснительной записке был произведен расчет расходов теплоносителя по всему заводу, и на каждого потребителя в отдельности, и составил $\sum G = 615,394$ т/ч в сетевом контуре.

В работе также рассчитаны и выбраны четыре пластинчатых теплообменника Ридан типа НН№62 в соответствии с расчетной поверхностью теплообмена $S = 300$ м² каждый.

В разделе «вопросы экологии» произведен поверочный расчет дымовой трубы высотой $H = 45$ м и диаметром $D_o = 2,1$ м, в результате которого была вычислена величина максимальной приземистой концентрации выбросов оксидов азота в окружающую среду при двух расчетных периодах, которая составила для холодного периода $C_{NO_2} = 0,006$ мг/м³, для теплого $C_{NO_2} = 0,003$ мг/м³ при $ПДК_{NO_2} = 0,085$.

В разделе «безопасность жизнедеятельности» описаны меры пожарной безопасности, а в разделе «автоматизация» разработана схема автоматизации водогрейного котла КВ-ГМ-10-150 мощностью 11,63 МВт.

В результате экономического расчета были вычислены капитальные и текущие затраты установки 2-х водогрейных котлов КВГМ-10-150 теплопроизводительностью, 10 Гкал/час каждый, которые составили $K_2 = 24371,7$ тыс. руб. и $C_2 = 65874,59$ тыс. руб./год соответственно. Расчет срока окупаемости дополнительных капитальных затрат составил $T = 0,46$ года. Произведен расчет общего годового экономического эффекта от ожидаемой реализации проектного решения, который составил $\mathcal{E}_2 = 12880,4$ тыс. руб.

Исходя из расчетов срока окупаемости и годового экономического эффекта можно сделать вывод о том, что принятое решение о техническом перевооружении котельной эффективно и экономически выгодно.

										Лист
										19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2017.100.03 ПЗ					

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Исследование и анализ сущности и экономического содержания технического перевооружения производства. – <http://uecs.ru/marketing/item/1867-2012-12-25-05-59-24>
- 2 ФЗ–261 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации», 2009. – 84 с.
- 3 Манюк, В.И. Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей: справочник / В.И. Манюк, Я.И. Каплинский, Э.Б. Хиж. – 3-е изд. доп. и перераб. – М.: Стройиздат, 1988. – 432 с.
- 4 СП 131.13330.2011. Строительная климатология. – Введ. 2000–01–01. – М.: Госстрой России, 2000. – 141 с.
- 5 Соколов, Е.Я. Теплофикация и тепловые сети: Учебник / Е.Я. Соколов. – М.: Энергоиздат, 2001. – 472 с.
- 6 СП 124.13330.2012. Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41–02–2003. – Введ. 2013–01–01. – М.: Минрегион России, 2013. – 126 с.
- 7 Тепловой расчет котельных агрегатов. Нормативный метод / Под ред. Н.В. Кузнецова. – М.: Энергия, 1998. – 297 с.
- 8 Барановский, Н.В. Пластинчатые и спиральные теплообменники: справочник / Н.В. Барановский, Л.М. Коваленко, А.Р. Ястребенецкий. – М.: Машиностроение, 1973. – 288 с.
- 9 ГОСТ 15518–87. Аппараты теплообменные пластинчатые. – Введ. 1990–01–01. – М.: Изд-во стандартов, 1999. – 22 с.
- 10 ГОСТ 21.208–2013. Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах. – Введ. 2014–11–01. – М.: Стандартинформ, 2015. – 39 с.
- 11 Ельшин, А.М. Дымовые трубы: Справочник / А.М. Ельшин, М.Н. Ижорин, В.С. Жолудов. – М.: Теплотехник, 2004. – 296 с.
- 12 СП 112.13330.2011. Строительные нормы и правила Российской Федерации. Пожарная безопасность зданий и сооружений. – Введ. 1998–01–01. – М.: ГУП ЦПП, 2002. – 34 с.
- 13 ГОСТ 12.0.003-2015. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – Введ. 2016–06–09. – М.: Стандартинформ, 2016. – 21 с.
- 14 СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. – Введ. 1996–10–01. – М.: Информационно-издательский центр Минздрава России, 1997. – 14 с.
- 15 ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – Введ. 1988–29–09. – М.: Стандартинформ, 2008. – 71 с.
- 16 Алабугин, А.А. Экономико-управленческая часть дипломного проекта: учебное пособие / А.А. Алабугин, Р.А. Алабугина. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2011. – 46 с.
- 17 Справочник проектировщика. Проектирование тепловых сетей / Под ред. А.А. Соколова. – Курган: Интеграл, 2007. – 360 с.

					13.03.01.2017.100.03 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

- 18 СНиП 2.04.01-85 Внутренний водопровод и канализация зданий. – Введ. 1985–04–10. – М.: ГУП ЦПП, 2003. – 81 с.
- 19 СТО 02494733 Расчет тепловых схем котельных. – Введ. – 2006-12-15. – М.: ФГУП «СантехНИИпроект», 2006. – 63 с.
- 20 Серия КВ-ГМ (КВ-ГМ) 4,0 - 35,0 МВт. – http://www.bikz.ru/production/kotly_vodogreynie/gaz_zhidkoe_toplivo/serii_kv-gm_kv-gm_7_56_11_63_23_26_35_mvт
- 21 Vitomax 200-WS M250 Водогрейный котел. – <https://www.viessmann.ru/ru/predpriatia/vodogrejnye-kotly/vodogrejnye-kotly-nizkogo-davlenia/vitomax-200ws.html>
- 22 Описание, характеристики, вспомогательное оборудование на поставку водогрейных водотрубных котлов КВ-ГМ-11,63-150, КВ-ГМ-23,26-150 и КВ-ГМ-35-150. – <http://www.dkm.ru/catalog/bolshie-kotly/73.html>
- 23 Цены на котлы. – <http://www.dkm.ru/price-list>
- 24 Состав котла – <http://www.dkm.ru/catalog/bolshie-kotly/73.html>
- 25 Хмельницкий, П.Е. Тепловой расчет теплогенератора: Учебное пособие / П.Е. Хмельницкий. – Новосибирск: Изд-во НГАСУ, 2002. – 54 с.
- 26 Тепловой расчет промышленных парогенераторов. Учеб. Пособие для ВТУЗов / Под ред. В.И. Частухина. – Киев: Вища Школа, 1980. – 184 с.
- 27 Технические характеристики. – <http://www.dkm.ru/catalog/bolshie-kotly/73.html>
- 28 Видин, Ю.В. Теоретические основы теплотехники. Тепломассообмен: Учебное пособие / Ю.В. Видин, В.М. Журавлев, В.В. Колосов. – Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2005. – 175 с.
- 29 Орлов, В.П. Процессы и аппараты химической технологии: справочные материалы: Учебник / В.П. Орлов. – Екатеринбург: Изд-во УГЛТУ, 2002. – 121 с.
- 30 Физические свойства воды. – <http://thermalinfo.ru/svoystva-zhidkostej/voda-i-rastvory/teploprovodnost-i-plotnost-vody-teplofizicheskie-svoystva-vody-h2o>
- 31 Городов, О.А. Введение в энергетическое право: Учебник / О.А. Городов. – Санкт-Петербург: Изд-во «Проспект» 2015. – 29 с.
- 32 Тарифы на электроэнергию в Челябинске и Челябинской области. – http://energovopros.ru/spravochnik/elektrosnabzhenie/tarify-na-elektroenergiju/cheljabinskaya_oblast/39188
- 33 Теплообменник НН№62. – <http://www.ridan.ru/products/catalog-rpto/teploobmennik-nn-62>
- 34 Ананичев, К.В. Проблемы окружающей среды, энергии и природных ресурсов. – М.: Прогресс, 1975. – 168 с.
- 35 Николайкин, Н.И. Экология: Учебник / Н.И. Николайкин, Н.Е. Николайкина, О.П. Мелехова. – М.: Дрофа, 2003. – 624 с.
- 36 Грибанов, А.И. Вопросы экологии в промышленной теплоэнергетике: Конспект лекций / А.И. Грибанов. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2003. – 60 с.
- 37 Котельная автоматика. Блоки управления котлами. – <http://www.arsenal74.ru/buk03.html>

					13.03.01.2017.100.03 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

38 Автоматизация котлов КВ-ГМ-10. – http://www.kb-agava.ru/avtomatika/avtomatika_dlya_vodogreynykh_kotlov/gotovoe_reshenie_avtomatizatsii_kotlov_kv_gm_10

39 ГОСТ 14202-69 Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки. – Введ. 1971-01-01. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2004. – 17 с.

40 ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. – Введ. 1990-07-01. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2001. – 8 с.

41 СНиП 23-05-95* Естественное и искусственное освещение. – Введ. 1996-01-01. – М.: Госстрой России, ГУП ЦПП, 2003. – 83 с.

42 ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования. – Введ. 2008-07-01. – М.: Стандартинформ, 2010. – 20 с.

43 ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства и методы защиты от шума. Классификация. – Введ. 1981-07-01. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2001. – 4 с.

44 ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. – Введ. 2011-01-01. – М.: Стандартинформ, 2010. – 32 с.

45 ГОСТ 12.1.038-82 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов. – Введ. 1983-07-01. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2001. – 5 с.

46 ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. Общие требования. – Введ. 1992-07-01. – М.: Стандартинформ, 2006. – 83 с.

47 ГОСТ 12.1.010-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Взрывобезопасность. Общие требования. – Введ. 1978-01-01. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2002. – 7 с.

48 EnergyBase. Тарифы на природный газ в г. Челябинск. – http://energybase.ru/tariff/chelyabinsk/2017?TariffSearch%5Btype_id%5D=2&TariffSearch%5Bdate_from%5D=2016&TariffSearch%5Bduration%5D=&TariffSearch%5Blegal_entities%5D=&TariffSearch%5Blegal_entities%5D=1

49 Водогрейные, паровые котельные «Альянс тепло». – <https://www.kotel-modul.ru/kotelnye/kotelnaya-3-4-mvt>

50 Компания «Professional». Отопительные котельные. – <http://www.profi-sar.ru/dopolnitelnaja-informatsija/dlja-zakazchikov/proektnye>

51 Автоматика водогрейных котлов. – <https://tiu.ru/p229322320-avtomatika-vodogrejnyh-kotlov.html>

52 Единый сервисный центр. Монтаж, демонтаж и проверка систем отопления. – <http://www.theservice.ru/montazha-kotelnyh-cena.html>

53 Каталог промышленной отопительной техники. – <http://www.kvzr.ru/catalog.html>

										Лист
										22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.01.2017.100.03 ПЗ

54 Размеры должностных окладов персонала. —
http://studopedia.ru/18_44000_primernie-shtatnie-koeffitsienti-dlya-kotelnih.html
55 Обслуживающий персонал котельных. —
http://snipov.net/c_4649_snip_98868.html

					<i>13.03.01.2017.100.03 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		23