

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

ВЫПУСКНАЯ
КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

ПРОВЕРЕНА

Рецензент,

Специалист по управлению персоналом ОК

ПАО «Ашинский металлургический завод»

_____ О.В. Волков

« ____ » _____ 2020 г

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой

«Промышленная теплоэнергетика»

к.т.н., доцент

_____ К.В.Осинцев

« ____ » _____ 2020 г.

**Реконструкция котельной №2 ПАО «Ашинский металлургический завод»
путем замены котла ГМ-50-14/250 на ПТВМ-50**

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ БАКАЛАВРА
ЮУрГУ–13.03.01.2020.017.13.ПЗ ВКР

Консультант по разделу
«Безопасность жизнедеятельности»,
к.т.н., доцент

_____ И.П.Палатинская

« ____ » _____ 2020 г.

Руководитель работы
преподаватель

_____ Ю.С.Приходько

« ____ » _____ 2020 г.

Консультант по разделу
«Экономика и управление»,
старший преподаватель

_____ Р.А.Алабугина

« ____ » _____ 2020 г.

Автор работы,
студент группы П-479

_____ В.В.Ценёв

« ____ » _____ 2020 г.

Нормоконтролер,
старший преподаватель

_____ Р.А.Алабугина

« ____ » _____ 2020 г.

Челябинск 2020

АННОТАЦИЯ

Ценёв В.В. Реконструкция котельной №2 ПАО «Ашинский металлургический завод» путем замены котла ГМ-50-14/250 на ПТВМ-50. – Челябинск: ЮУрГУ, ПИ, Э; 2020, 84 с., 11 ил., библиогр. список – 38 наим., 6 листов чертежей ф.А1, 2 демонстрационных листа ф.А1

В котельной №2 ПАО «Ашинский металлургический завод» было принято решение о замене существующего морально и физически устаревшего котельного агрегата ГМ-50-14/250 на ПТВМ-50 в связи с уменьшением потребности в вырабатываемом паре, а также возрастающей потребностью в тепловой нагрузке на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения города.

Выпускная квалификационная работа состоит из введения, 10-ти глав, заключения и библиографического списка.

Во введении рассмотрена сфера деятельности предприятия, обозначена проблема и возможные пути её решения.

Первая глава посвящена описанию цеха, а также обоснованию реконструкции котельной и её актуальности.

Во второй главе приведены литературные источники, используемые в ВКР, а также сравнены методики расчетов из разных источников.

Третья глава посвящена сравнению отечественных и зарубежных аналогов водогрейных котлов.

В четвертой главе приведены направления повышения энергетической эффективности, представлены пути энергосбережения в котельных.

В пятой главе представлен расчет тепловых нагрузок, тепловой поверочный расчет котла ПТВМ-50, а также расчет горелочных устройств котла.

Шестая глава – научно-исследовательская работа по борьбе с накипеобразованием.

В седьмой главе дано описание автоматизации и контрольно-измерительных приборов котла ПТВМ-50.

В восьмой главе представлен расчет выбросов окислов азота в атмосферу и его содержания в приземном слое.

В девятой главе освещены вопросы безопасности жизнедеятельности.

В десятой главе представлен расчет срока окупаемости проекта, выполнен SWOT-анализ, представлены дерево целей и график Ганта.

Графическая часть выполнена с применением AutoCAD – системы автоматизированного проектирования на 6-ти листах формата А1.

					<i>13.03.01.2020.017.13.ПЗ</i>								
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>	<i>Реконструкция котельной №2 ПАО «Ашинский металлургический завод» путем замены котла ГМ-50-14/250 на ПТВМ-50</i>			<i>Лит.</i>		<i>Лист</i>	<i>Листов</i>		
<i>Выполнил</i>	<i>Ценёв В.В.</i>							<i>В</i>	<i>К</i>	<i>Р</i>	<i>3</i>	<i>84</i>	
<i>Руковод.</i>	<i>Приходько Ю.С.</i>							<i>ЮУрГУ</i>					
<i>Н.Контр.</i>	<i>Алабугина Р.А.</i>							<i>Кафедра «Промышленная теплоэнергетика»</i>					
<i>Зав.каф.</i>	<i>Осинцев К.В.</i>												

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 ОБОСНОВАНИЕ И АКТУАЛЬНОСТЬ РАБОТЫ	7
2 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ	8
3 СРАВНЕНИЕ ЗАРУБЕЖНЫХ И ОТЕЧЕСТВЕННЫХ АНАЛОГОВ.....	10
4 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ	13
4.1 Пути энергосбережения в котельных.....	13
4.2 Технологические решения.....	14
5 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ.....	15
5.1 Расчет тепловых нагрузок	15
5.1.1 Сезонная нагрузка	16
5.1.2 Круглогодичная нагрузка.....	17
5.1.3 Определение температур сетевой воды.....	21
5.1.4 Определение расходов сетевой воды.....	23
5.2 Тепловой поверочный расчет котла ПТВМ-50	27
5.2.1 Технические характеристики котла	27
5.2.2 Характеристика топлива	28
5.2.3 Расчет теоретических объемов воздуха и продуктов сгорания	28
5.2.4 Расчет действительных объемов воздуха и продуктов сгорания .	29
5.2.5 Энтальпии воздуха и продуктов сгорания	31
5.2.6 Тепловой баланс котла	33
5.2.7 Расчет топочной камеры	35
5.2.8 Расчет конвективной части	40
5.2.9 Определение невязки теплового баланса	42
5.3 Расчет горелочных устройств котла.....	42
6 НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКАЯ ЧАСТЬ	47
6.1 Проблема накипеобразования на поверхности оборудования	47
6.2 Борьба с проблемой накипеобразования	49
6.3 Испытание эффективности работы устройства «Экофор»	50
6.4 Расчет срока окупаемости устройства «Экофор»	53
7 КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ И АВТОМАТИКА	54
7.1 Безопасность производственных процессов и оборудования	54
7.2 Обоснование выбора средств автоматизации	56
7.3 Средства автоматизации. Регулирование температуры прямой воды... 56	
7.4 Средства автоматизации. Регулирование разряжения в топке.....	57
7.5 Средства автоматизации. Расход газа. Разряжение перед дымососом.. 57	
8 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ	58
8.1 Исходные данные для расчета	59
8.2 Определение объемов продуктов сгорания топлива	60
8.3 Расчет выбросов окислов азота.....	62
9 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	66

					13.03.01.2020.017.13.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		4

9.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов	66
9.2 Безопасность производственных процессов и оборудования	67
9.2.1 Электробезопасность	67
9.2.2 Пожаровзрывобезопасность	69
10 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ	72
10.1 Техничко-экономический расчет	72
10.1.1 Смета капитальных затрат	72
10.1.2 Смета текущих затрат	73
10.1.3 Расчет срока окупаемости проекта	76
10.2 SWOT-анализ вариантов реконструкции котельной №2	76
10.3 Планирование целей предприятия и проекта	78
10.3.1 Планирование целей проекта в дереве целей	78
10.3.2 Планирование мероприятий по реализации проекта (построение графика ганта)	79
10.4 Планирование целей предприятия и проекта	80
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	81
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	82

ВВЕДЕНИЕ

Сферой деятельности ПАО «Ашинский метзавод» является производство металлургической продукции и хозяйственно-бытовых товаров. Котельная №2 ТЭЦ ПАО «Ашинский метзавод» является источником теплоснабжения, горячего водоснабжения и вентиляции города. Помимо этого ТЭЦ вырабатывает электроэнергию, пар и горячую воду на нужды завода, поэтому работа ТЭЦ ПАО «Ашинский метзавод» должна быть стабильной, непрерывной и минимально подвергаться внешним факторам.

Согласно распоряжению Правительства РФ от 31.11.2009 №1715-Р «Об Энергетической стратегии России на период до 2030 года», целью энергетической политики является максимально эффективное использование энергетических ресурсов и потенциала энергетического сектора для устойчивого роста экономики, повышения качества жизни населения страны и содействия ее внешнеэкономических позиций. Основой для реализации крупных проектов в энергетике в будущем является поддержка и стимулирование стратегических инициатив в энергетике сегодня.

Ввиду строительства новых многоквартирных домов в городе Аша, имеющейся мощности котельной №2 будет недостаточно для надёжного и бесперебойного обеспечения города теплом, поэтому существует необходимость в реконструкции котельной.

Решением данной проблемы может служить перевод парового котла в водогрейный режим работы. Данное мероприятие продлевает срок службы котельного агрегата и повышает его КПД. Альтернативным решением служит замена паровых котлов водогрейными с целью ухода от устаревшего и ненадежного оборудования. Данное мероприятие, по сравнению с переводом парового котла в водогрейный режим, является более затратным, но необходимо принять во внимание то, что новый водогрейный котел будет иметь больший срок службы, а также будет возможна последующая модернизация тепловой схемы.

Целью выпускной квалификационной работы является реконструкция котельной №2 ТЭЦ ПАО «Ашинский метзавод» и увеличение тепловой мощности путем замены котельного агрегата ГМ-50-14/250 на ПТВМ-50.

					<i>13.03.01.2020.017.13.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						6
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		

1 ОБОСНОВАНИЕ И АКТУАЛЬНОСТЬ РАБОТЫ

В настоящее время основным источником теплоснабжения г. Аша является ТЭЦ ПАО «Ашинский метзавод», в состав которой входят котельный участок №1, котельный участок №2, бойлерная.

В котельной №2 установлено два котла: водогрейный ПТВМ-50 производительностью 50 Гкал/ч и паровой ГМ-50-14/250 производительностью 35 Гкал/ч. Котельная реализована по открытой схеме теплоснабжения с непосредственным разбором воды на горячее водоснабжение и подпитку тепловых сетей. Основным топливом является природный газ, а резервным – мазут. Температурный график котельной – 150/70.

Исходная вода для выработки пара и водоснабжения потребителей насосами водонасосной станции из реки Сим подается по водоводам на территорию завода. На территории завода системой распределенных водоводов вода распределяется для водоснабжения потребителей (охлаждение промышленного оборудования), для выработки пара, питательной и горячей воды в ТЭЦ.

В ТЭЦ речная вода пройдя через оборудование химической водоочистки подается для питания паровых котлов, для подпитки системы горячего водоснабжения и отопления.

В связи с изменением потребности в вырабатываемом паре, необходимость в эксплуатации котельного агрегата ГМ-50-14/250 отсутствует. В то же время вследствие строительства новых жилых комплексов в г. Аша, возрастает потребность в тепловой нагрузке на нужды города. Имеющейся мощности котельной №2 недостаточно для надёжного и бесперебойного обеспечения города теплом после ввода в эксплуатацию новых многоквартирных домов, поэтому решено произвести реконструкцию котельной.

Паровой котёл ГМ-50-14/250, введенный в эксплуатацию в 1982 г., морально и физически устарел, что подтверждается ремонтным журналом, таким образом, было принято решение о его демонтаже и установке водогрейного котла ПТВМ-50.

					<i>13.03.01.2020.017.13.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						7
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		

2 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ

Главными направлениями государственной энергетической политики, согласно распоряжению Правительства РФ от 13.11.2009 №1715-Р «Об Энергетической стратегии России на период до 2030 года», являются: энергетическая безопасность и энергетическая эффективность экономики; бюджетная эффективность, а также экологическая безопасность энергетики [1].

В модернизацию тепловой схемы ПАО «Ашинский метзавод» входят следующие мероприятия:

- 1) Замена существующих котлоагрегатов;
- 2) Замена горелочных устройств;
- 3) Прокладка теплотрассы от котельной №2 до существующих узлов ввода на АГП;
- 4) Установка коммерческих узлов учета природного газа, электроэнергии, сырой (технической) воды.

При разработке проекта по реконструкции котельной №2 ПАО «Ашинский метзавод» путём замены котла ГМ-50-14/250 на ПТВМ-50 были выполнены следующие расчеты: расчет сезонных и круглогодичных тепловых нагрузок; тепловой поверочный расчет котельного агрегата; расчет горелочных устройств; расчет выбросов окислов азота.

Для расчета сезонных и круглогодичных тепловых нагрузок были использованы следующие источники:

- 1) Соколов Е.Я. «Теплофикация и тепловые сети: учебник для вузов» [2];
- 2) «Справочник проектировщика. Проектирование тепловых сетей под редакцией Николаева А.А» [3];
- 3) СП 90.13330.2012 Электростанции тепловые. Актуализированная редакция СНиП II-58-75 (с изменением N 1) [4];
- 4) СП 131.13330.2012 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99* (с Изменениями N 1, 2) [5];
- 5) Кириллов В.В. «Расчет тепловых схем источников теплоснабжения промышленных предприятий» [6].

Для теплового поверочного расчета котельного агрегата были использованы материалы, комбинированные из двух предложенных методик:

- 1) Кузнецов Н.В. «Тепловой расчет котельных агрегатов. Нормативный метод» [7];
- 2) Частухин В.И. «Тепловой расчёт промышленных парогенераторов» [8].

Главы 5.2.3-5.2.6 выполнены в соответствии с методикой, представленной в [7]. Преимущество данного метода расчета заключается в подробном представлении таблиц, диаграмм и номограмм, необходимых для расчета водогрейного котельного агрегата.

Главы 5.2.7-5.2.9 выполнены по методике, представленной в [8]. Преимуществом данной методики является подробное изложение методов расчета топочной камеры, а также конвективных поверхностей нагрева. Таким, образом

					13.03.01.2020.017.13.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		8

тепловой поверочный расчет совмещает в себе две предложенные методики.

Расчет горелочных устройств выполнен в соответствии с ГОСТ 21204-97 Горелки газовые промышленные. Общие технические требования. При расчете была использована методическая разработка Мунц В.А. «Поверочный расчет горелочных устройств» [9].

Раздел «Вопросы экологии» выполнен в соответствии с Федеральным законом «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 №7-ФЗ [10]. Расчет выбросов двуокиси азота выполнен по учебному пособию Грибанов А.И. «Расчет дымовой трубы. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования» [11].

Раздел «Энергосбережение» написан в соответствии с требованиями Федерального закона №261 от 23.11.2009 «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» [12]. Для написания раздела также был использован учебник Клименко А.В. «Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнике» [13].

В разделе «Контрольно-измерительные приборы и автоматика», согласно СП 89.13330.2012 Котельные установки. Актуализированная редакция СНиП II-35-76 [14], рассмотрено обоснование выбора контролируемых и сигнализируемых величин и средств автоматизации.

При написании раздела «Безопасность жизнедеятельности» использовались:

1) ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация [15];

2) ГОСТ 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты [16];

3) ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования (с изменением N 1) [17];

4) ГОСТ 12.1.010-76 Система стандартов безопасности труда. Взрывобезопасность. Общие требования (с изменением N 1) [18];

5) НПБ 105-03 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности [19].

При написании раздела «Экономика и управление» использовалось учебное пособие для бакалавров и магистров: Алабугин А.А., Алабугина Р.А. Экономико-управленческая часть выпускных квалификационных работ [20].

Пояснительная записка оформлена в соответствии с СТО ЮУрГУ 04-2008 Стандарт организации. Курсовое и дипломное проектирование. Общие требования к содержанию и оформлению [21]. Также использовались методические указания: Алабугина Р.А. «Выпускная квалификационная работа: структура, требования к оформлению и нормконтролю» [22].

					<i>13.03.01.2020.017.13.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		9

3 СРАВНЕНИЕ ЗАРУБЕЖНЫХ И ОТЕЧЕСТВЕННЫХ АНАЛОГОВ

В настоящее время в котельной №2 ТЭЦ ПАО «Ашинский метзавод» установлен водогрейный котёл ПТВМ-50 производительностью 50 Гкал/ч и паровой ГМ-50-14/250 производительностью 35 Гкал/ч. Так как потребность в вырабатываемом котлом ГМ-50-14/250 паре отпала, а перевод в водогрейный режим работы нецелесообразен в связи с тем, что котел морально и физически устарел, было принято решение о его замене на водогрейный.

В данном разделе приведем сравнение водогрейных котлов отечественного и зарубежного производства. Из отечественных котельных агрегатов рассмотрим ПТВМ-50 Бийского котельного завода, так как установка аналогичного оборудования является наиболее простым мероприятием. Характеристики котла ПТВМ-50 представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Характеристики котла ПТВМ-50

Наименование показателя	Единицы измерения	Топливо	Значения
Номинальная теплопроизводительность	Гкал/ч	-	50
Температура воды на выходе из котла	°С	-	80÷150
Температура воды на входе в котел	°С	-	70
Расчетный расход воды	т/ч	-	625
Минимальный расход воды	т/ч	-	500
Гидравлическое сопротивление	кгс/см ²	-	0,95
Расход топлива при номинальной нагрузке	кг/ч	Мазут	6340
		Газ	6720
Расход воздуха при номинальной нагрузке	Нм ³ /ч	-	84000
Температура уходящих газов при номинальной нагрузке	°С	Мазут	190
		Газ	180
Коэффициент полезного действия	%	Мазут	87,6
		Газ	89,6
Количество газомазутных горелок	Шт.	-	12
Цена	Млн. руб.	-	32

Из зарубежных котлоагрегатов рассмотрим высокотемпературный котел UNIMAT UT-HZ, произведенный на заводе BOSCH в Германии. Компоновка данного котла позволяет установить и эксплуатировать его в котельной №2, а тепловая мощность достаточна для бесперебойного и надежного снабжения города тепловой энергией на нужды отопления, вентиляции и ГВС. Котельный агрегат UNIMAT UT-HZ жаротрубный трехходовой с двумя жаровыми трубами и двумя отдельными топочными камерами, благодаря чему возможна работа с одной работающей горелкой. Котельный агрегат данной марки прост в обслуживании и может обеспечить комфортную эксплуатацию на протяжении всего срока службы. Техничко-экономические характеристики данного котла представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Техничко-экономические показатели котла UNIMAT UT-HZ

Наименование показателя	Единицы измерения	Топливо	Значения
Номинальная теплопроизводительность	Гкал/ч	-	43
Температура воды на выходе из котла	°С	-	80÷35
Температура воды на входе в котел	°С	-	70
Расчетный расход воды	т/ч	-	-
Минимальный расход воды	т/ч	-	-
Гидравлическое сопротивление	кгс/см ²	-	0,0025
Расход топлива при номинальной нагрузке	кг/ч	Мазут	-
		Газ	4300
Расход воздуха при номинальной нагрузке	Нм ³ /ч	-	63000
Температура уходящих газов при номинальной нагрузке	°С	Мазут	-
		Газ	130
Коэффициент полезного действия	%	Мазут	-
		Газ	93
Количество газомазутных горелок	Шт.	-	2
Цена	Млн. руб.	-	58

При сравнении данных моделей, особое внимание необходимо уделять компоновке и габаритам устанавливаемого котельного агрегата.

Достоинства котла ПТВМ-50:

- близость завода-изготовителя, следовательно, более простая доставка оборудования;
- компоновка, аналогичная второму котлу, более простой монтаж;
- наименьшие капитальные затраты.

Достоинства котла UNIMAT UT-HZ:

- высокий КПД;
- высокое качество оборудования;
- наименьшее число горелок.

Установка котла ПТВМ-50 наиболее выгодна ввиду дороговизны котельного агрегата UNIMAT UT-HZ, более короткой логистики и наименьших капитальных затрат. Отечественное оборудование в технологичности эксплуатации и рабочего процесса не уступает зарубежному. Также установка аналогичного оборудования облегчит монтаж и эксплуатацию котельного агрегата.

					<i>13.03.01.2020.017.13.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		12

4.2 Технологические решения

Реконструкция котельной №2 предусматривает замену парового котла ГМ-50-14/250 на водогрейный ПТВМ-50. Решение о реконструкции было принято в связи с возрастающей потребностью города в нагрузке на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение (ГВС). Необходимость работы котла на выработку пара отсутствует, т.к. потребность в нем отпала ввиду изменения производственного процесса. При выборе способа реконструкции котельной были рассмотрены следующие варианты:

1) перевод котельного агрегата ГМ-50-14/250 в водогрейный режим работы. Отказ от этого варианта обосновывается тем, что данный котел морально и физически устарел, требует больших финансовых затрат на ремонт, что подтверждается ремонтным журналом;

2) установка теплообменников подогрева сетевой воды. Ввиду частых поломок котельного агрегата и противоречия данного способа реконструкции ФЗ №261 от 23.11.2009 от данного варианта было решено отказаться.

3) замена котла ГМ-50-14/250 на ПТВМ-50. Данный вариант является наиболее подходящим ввиду того, что в котельной №2 уже установлен аналогичный котел, что облегчит монтаж и эксплуатацию котла. При установке данного котельного агрегата, предприятие сможет обеспечить надежную, бесперебойную поставку тепловой энергии на нужды города.

4) Установка испарителей мгновенного вскипания. В научно-исследовательской части подробно рассмотрен вопрос борьбы с отложением солей (накипеобразованием) путем установки устройства «Экофор».

5) Замена горелочных устройств котла. Устанавливаемый котел ПТВМ-50 оборудуется 12 новыми горелками МГМГ-6, расчет горелочных устройств представлен в главе 5.3.

					<i>13.03.01.2020.017.13.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						14
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		

5 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

5.1 Расчет тепловых нагрузок

Информация для расчёта тепловых нагрузок представлена в таблице 5.1 [5]:

Таблица 5.1 – Исходные данные

Показатель	Значение
Расчётная температура воздуха, $t_{но}$	-38 °С
Расчетная температура воздуха внутри жилых помещений, $t_{в}$	+20 °С
Расчетная температура горячей воды у абонента, $t_{г}$	+55 °С
Расчетная температура холодной воды в летний период, $t_{х}^л$	+15 °С
Расчетная температура холодной воды в зимний период, $t_{х}^з$	+5 °С
Жилая площадь на человека, $f_{уд}$	18 м ² /чел
Количество жителей, z	25000
Средняя температура воздуха в отопительный период, $t_{н}^{ср.о.}$	-6,4 °С
Средняя температура воздуха вентиляционного периода, $t_{н}^{ср.в.}$	-6,4 °С
Укрупненный показатель максимального теплового потока на отпление жилых зданий на 1 м ² общей площади, q_F	86,8 Вт/м
Норма среднего недельного расхода горячей воды для жилых помещений (при $t_{г} = 55^{\circ}\text{C}$), a	100 л/сут
Норма среднего недельного расхода горячей воды для общественных и административных зданий (при $t_{г} = 55^{\circ}\text{C}$), b	25 л/сут
Коэффициент, учитывающий расход тепла на общественные здания, k_1	0,25
Коэффициент, учитывающий тип застройки зданий, k_2	0,6
Продолжительность работы системы отопления, n_o	211
Коэффициент, учитывающий изменение средненедельного расхода тепла на ГВС в неотапительный период по отношению к отопительному, β	0,7

5.1.1 Сезонная нагрузка

Произведем расчет сезонных тепловых нагрузок. Сезонными тепловыми нагрузками являются нагрузка на отопление и вентиляцию. Целью отопления является поддержание температуры внутреннего воздуха в помещении на заданном уровне. Вентиляционная нагрузка служит для подогрева воздуха, подаваемого в помещения извне [2].

Произведем расчет сезонной нагрузки по укрупненным показателям по площади застройки.

Общая площадь застройки определяется по формуле (5.1) [2]:

$$F = f_{\text{уд}} \cdot z \quad (5.1)$$

$$F = 18 \cdot 25000 = 450000 \text{ м}^2.$$

Определяем расход тепла на отопление при $t_{\text{н}} \leq t_{\text{н.о}}$ (5.2):

$$Q'_O = q_F \cdot F \cdot (1 + k_1) \quad (5.2)$$

$$Q'_O = 86,8 \cdot 450000 \cdot (1 + 0,25) = 48,825 \text{ МВт.}$$

Расход теплоты на вентиляцию (5.3):

$$Q'_B = q_F \cdot F \cdot k_1 \cdot k_2 \quad (5.3)$$

$$Q'_B = 86,8 \cdot 450000 \cdot 0,25 \cdot 0,6 = 5,86 \text{ МВт.}$$

Нагрузка на отопление при $t_{\text{н}} = +8 \text{ }^\circ\text{C}$ (5.4):

$$Q_O = Q'_O \cdot \frac{t_g - t_{\text{н}}}{t_g - t_{\text{н.о}}} \quad (5.4)$$

$$Q_O = 48,825 \cdot \frac{20 - 8}{20 + 38} = 10,10 \text{ МВт.}$$

Нагрузка на отопление при $t_{\text{н}} = t_{\text{н.и}} = +5 \text{ }^\circ\text{C}$:

$$Q_O^{+5} = 48,825 \cdot \frac{20 - 5}{20 + 38} = 12,63 \text{ МВт.}$$

					13.03.01.2020.017.13.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		16

Нагрузка на вентиляцию при $t_n = +8 \text{ }^\circ\text{C}$ (5.5):

$$Q_B = Q'_B \cdot \frac{t_g - t_n}{t_g - t_{н.о.}} \quad (5.5)$$

$$Q_B = 5,86 \cdot \frac{20 - 8}{20 + 38} = 1,212 \text{ МВт.}$$

Нагрузка на вентиляцию при $t_n = t_{н.и} = +5 \text{ }^\circ\text{C}$:

$$Q_B^{+5} = 5,86 \cdot \frac{20 - 5}{20 + 38} = 1,516 \text{ МВт.}$$

5.1.2 Круглогодичная нагрузка

Для летнего режима рассчитывается только нагрузка на горячее водоснабжение. Нагрузка на ГВС имеет существенно неравномерный характер как в течение суток, так и по дням недели. Наибольший расход горячей воды наблюдается в утренние и вечерние часы, из дней недели – в субботу [6].

Средненедельный расход тепла на ГВС зимой (5.6):

$$Q_{ГВС.з.}^{ср.н.} = \frac{1,2 \cdot (a + b) \cdot c_p \cdot z \cdot (t_z - t_x)}{n_c}, \quad (5.6)$$

где 1,2 – коэффициент, учитывающий остывание воды в трубах;

$n_c = 86400 \text{ с}$ – длительность подачи воды в сутки.

$$Q_{ГВС.з.}^{ср.н.} = \frac{1,2 \cdot (100 + 25) \cdot 4190 \cdot 25000 \cdot (55 - 5)}{86400} = 9,093 \text{ МВт}$$

Средненедельный расход тепла на ГВС в летний период (5.7):

$$Q_{ГВС.л.}^{ср.н.} = 0,8 \cdot Q_{ГВС.з.}^{ср.н.} \cdot \frac{t_z - t_x^л}{t_z - t_x} \quad (5.7)$$

$$Q_{ГВС.л.}^{ср.н.} = 0,8 \cdot 9,093 \cdot \frac{55 - 15}{55 - 5} = 5,82 \text{ МВт.}$$

Необходимо вычислить расчетное значение нагрузки на ГВС. Вычисляется по формуле (5.8):

					13.03.01.2020.017.13.ПЗ	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$$Q_{ГВС}^{расч} = k_n \cdot k_c \cdot Q_{ГВС}^{cp.n.}, \quad (5.8)$$

где $k_n = 1,2$ – коэффициент недельной неравномерности для жилых и общественных зданий;

$k_c = 2$ – коэффициент суточной неравномерности [3].

$$Q_{ГВС.3}^{\max} = Q_{ГВС.3}^{расч} = 1,2 \cdot 2 \cdot 9,093 = 21,82 \text{ МВт}$$

$$Q_{ГВС.Л}^{\max} = Q_{ГВС.Л}^{расч} = 1,2 \cdot 2 \cdot 5,82 = 13,97 \text{ МВт}$$

Годовой расход теплоты на отопление (5.9):

$$Q_O^{год} = Q_O^{cp} \cdot \left[(n_o + n_d) + n_d \cdot \frac{t_{сд} - t_n^{cp.o.}}{t_c - t_n^{cp.o.}} \right], \quad (5.9)$$

где $n_d = 0$ – продолжительность работы дежурного отопления;

Q_O^{cp} – средний расход теплоты за отопительный период, рассчитывается по формуле (5.10):

$$Q_O^{cp} = Q_O' \cdot \frac{t_c - t_n^{cp.o.}}{t_c - t_{н.о}} \quad (5.10)$$

$$Q_O^{cp} = 48,825 \cdot \frac{20 - 6,4}{20 + 38} = 22,224 \text{ МВт}$$

С учётом отсутствия дежурного отопления, преобразуем формулу (5.9) в (5.11) и найдем $Q_O^{год}$:

$$Q_O^{год} = Q_O^{cp} \cdot n_o \quad (5.11)$$

$$Q_O^{год} = 22,224 \cdot (211 \cdot 24 \cdot 3600) = 405148581,22 \text{ Вт}$$

Годовой расход теплоты на вентиляцию (5.12):

$$Q_B^{год} = Q_B' \cdot \left[n_c + (n_o - n_c) \cdot \frac{t_{сд} - t_n^{cp.o.}}{t_c - t_n^{cp.o.}} \right] \cdot \left(1 - \frac{n_d^c}{n_o} \right), \quad (5.12)$$

где $n_B = n_o$ – продолжительность работы вентиляции;

$n_d^B = 0$ – продолжительность работы дежурной вентиляции.

					13.03.01.2020.017.13.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		18

С учётом отсутствия дежурной вентиляции, преобразуем формулу (5.12) в (5.13) и найдем $Q_B^{\text{год}}$:

$$Q_B^{\text{год}} = Q_B' \cdot n_e \quad (5.13)$$

$$Q_B^{\text{год}} = 5,86 \cdot (211 \cdot 24 \cdot 3600) = 106830144 \text{ Вт}$$

Годовой расход теплоты на ГВС (5.14):

$$Q_{ГВС}^{\text{год}} = Q_{ГВС.з.}^{ср.н.} \cdot \left[n_o + \beta \cdot \frac{t_z - t_x^л}{t_z - t_x^3} \cdot (n_z - n_o) \right], \quad (5.14)$$

где $n_r = 30,24 \cdot 10^6 \frac{\text{сек}}{\text{год}}$ – продолжительность подачи горячей воды в год.

$$Q_{ГВС}^{\text{год}} = 9,093 \cdot \left[18,23 \cdot 10^6 + 0,7 \cdot \frac{55 - 15}{55 - 5} \cdot (30,24 - 18,23) \cdot 10^6 \right] = 226,92 \text{ МВт}$$

Суммарный годовой расход теплоты на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение определяется (5.15):

$$Q_{\text{ГОД}} = Q_O^{\text{год}} + Q_B^{\text{год}} + Q_{ГВС}^{\text{год}} \quad (5.15)$$

$$Q_{\text{ГОД}} = 405148581,22 + 106830144 + 226920000 = 738,898 \text{ МВт}$$

Рассчитаем нагрузку на отопление при $t_n = +8 \text{ }^\circ\text{C}$ по формуле (5.16):

$$Q_O^{+8} = Q_O' \cdot \frac{t_g - t_n}{t_g - t_{н.о}} \quad (5.16)$$

$$Q_O^{+8} = 48,825 \cdot \frac{20 - 8}{20 + 38} = 10,1 \text{ МВт}$$

Рассчитаем нагрузку на вентиляцию при $t_n = +8 \text{ }^\circ\text{C}$ по формуле (5.17):

$$Q_B^{+8} = Q_B' \cdot \frac{t_g - t_n}{t_g - t_{н.о}} \quad (5.17)$$

Подставляем значения в (5.17):

					<i>13.03.01.2020.017.13.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		19

$$Q_B^{+8} = 5,86 \cdot \frac{20 - 8}{20 + 38} = 1,21 \text{ МВт.}$$

Суммарный расход теплоты (5.18):

$$Q_{\Sigma} = Q_O + Q_B + Q_{ГВС}^{\max} \quad (5.18)$$

Суммарный расход теплоты при $t_H = +8 \text{ }^{\circ}\text{C}$:

$$Q_{\Sigma}^{+8} = 10,1 + 1,21 + 21,82 = 33,13 \text{ МВт.}$$

Суммарный расход теплоты при $t_H = -38 \text{ }^{\circ}\text{C}$:

$$Q_{\Sigma}^{-38} = 48,825 + 5,86 + 21,82 = 76,505 \text{ МВт.}$$

График продолжительности суммарной тепловой нагрузки представлен на рисунке 5.1. Обозначим на рисунке: Q_{Σ} – суммарный расход теплоты; Q_O – расход теплоты на отопление; $Q_{ГВС}$ – расход теплоты на горячее водоснабжение; Q_B – расход теплоты на вентиляцию; $Q_{ГВС}^L$ – расход теплоты на горячее водоснабжение в летний период.

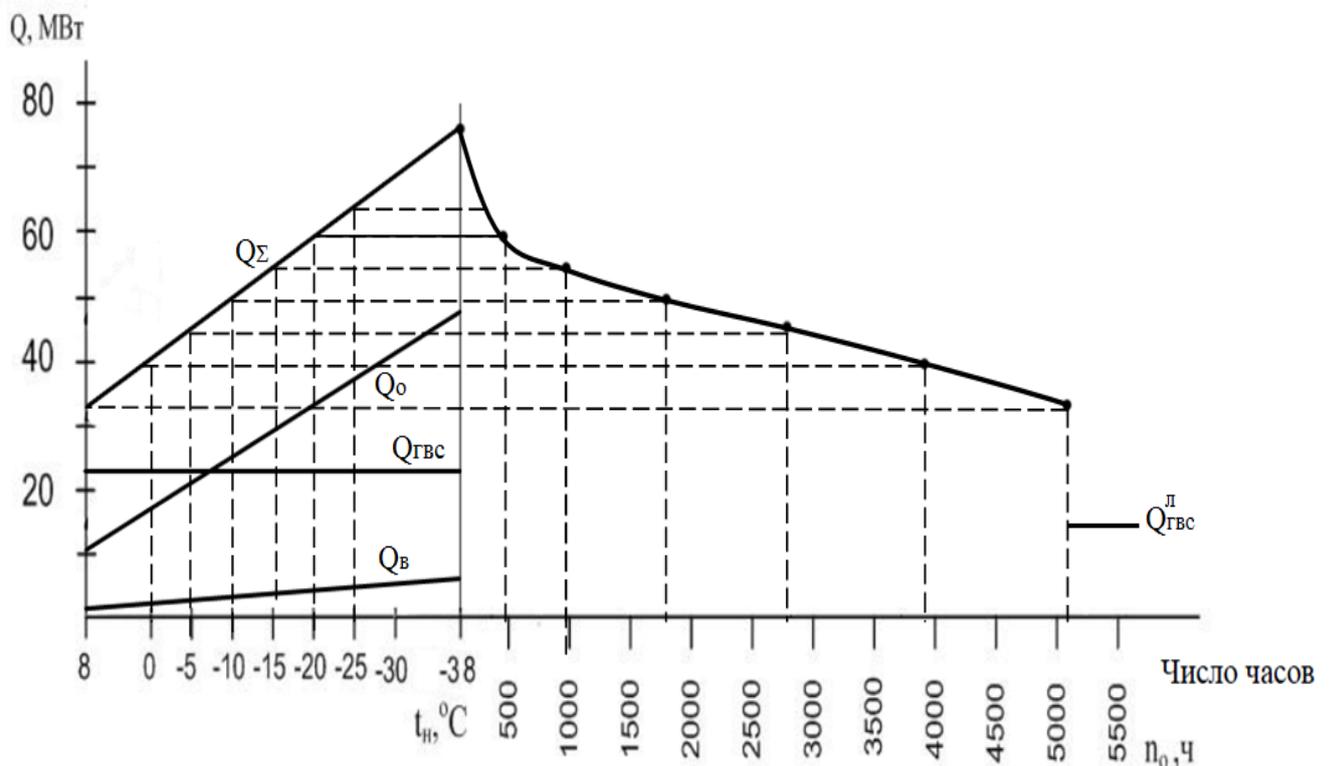


Рисунок 5.1 – График продолжительности суммарной тепловой нагрузки

5.1.3 Определение температур сетевой воды

Температура сетевой воды зависит от температуры наружного воздуха и определяются исходя из метода регулирования тепловых нагрузок и температурного графика тепловой сети. В нашем случае качественное регулирование по совмещенной нагрузке. Выполним расчет теплоснабжения при температурном графике тепловой сети 150/70°C [6].

В расчете примем следующие параметры: температура воды в подающей линии тепловой сети $\tau_{01}=150^\circ\text{C}$; температура воды в обратной линии $\tau_{02}=70^\circ\text{C}$; температура воды, поступающей в систему отопления $\tau_{03}=95^\circ\text{C}$; перепад температур в тепловой сети $\delta\tau'_0=80^\circ\text{C}$.

Определим разность температур в системе отопления (5.19):

$$\theta'_0 = \tau_{03} + \tau_{02} \quad (5.19)$$

$$\theta'_0 = 95 - 70 = 25^\circ\text{C}.$$

Температурный напор нагревательного прибора (5.20):

$$\Delta t'_0 = \frac{\tau_{03} + \tau_{02}}{2} - t_e \quad (5.20)$$

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

Относительная величина тепловой нагрузки (5.21):

$$\bar{Q}_0 = \frac{Q_0}{Q'_0} \quad (5.21)$$

Температура воды на подающей линии (5.22):

$$\tau_{01} = t_e + \Delta t'_0 \cdot \bar{Q}_0^{0,8} + \bar{Q}_0 \cdot (\delta\tau'_0 - 0,5 \cdot \theta'_0) \quad (5.22)$$

Температура воды на обратной линии (5.23):

$$\tau_{02} = t_e + \Delta t'_0 \cdot \bar{Q}_0^{0,8} - 0,5 \cdot \bar{Q}_0 \cdot \theta'_0 \quad (5.23)$$

Полученные данные сведем в таблицу 5.2.

					<i>13.03.01.2020.017.13.ПЗ</i>	Лист
						21
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		

Таблица 5.2 – Результаты расчета качественного регулирования

$t_{н}, ^\circ\text{C}$	-38	-30	-25	-20	-15	-10	-5	0	5	8
$Q_o, \text{МВт}$	48,8	42,0	37,5	34,0	30,0	25,0	22,0	16,5	12,5	10,1
\bar{Q}_o	1,0	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,3	0,2
$\tau_{01}, ^\circ\text{C}$	150,0	133,5	122,7	114,2	103,0	90,9	83,4	69,3	58,8	52,1
$\tau_{02}, ^\circ\text{C}$	70,0	64,6	61,1	58,2	54,5	50,1	47,4	42,1	38,0	35,3

Построим температурный график по результатам вычислений. Температурный график представлен на рисунке 5.2:

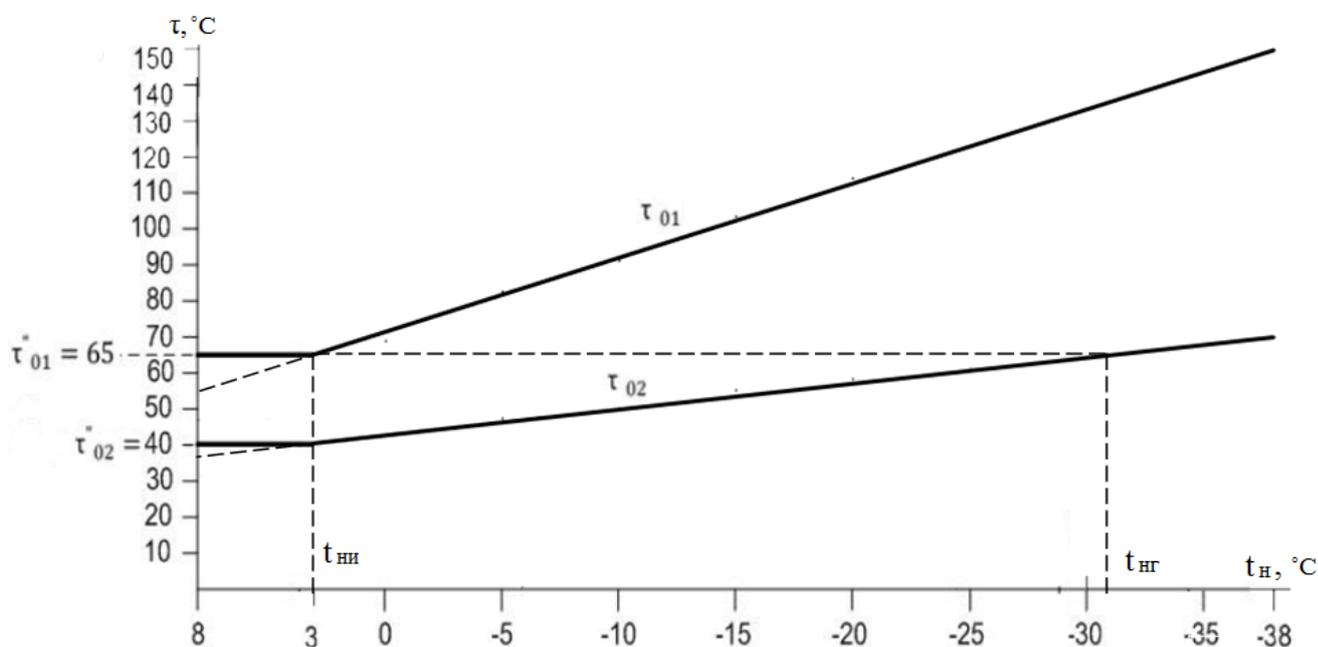


Рисунок 5.2 – Температурный график

На температурном графике обозначены: $t_{ни} = 3\text{ }^\circ\text{C}$ – линия подрезки; $t_{нг} = -31\text{ }^\circ\text{C}$ – температура, при которой вода на ГВС забирается только из обратного трубопровода.

Подрезка графика делается при температуре $65\text{ }^\circ\text{C}$, так как температура ГВС у потребителей не может быть ниже $55\text{ }^\circ\text{C}$, а теплоперепад принимается $10\text{ }^\circ\text{C}$ в закрытых и открытых системах теплоснабжения. $\tau''_{01} = 65\text{ }^\circ\text{C}$, $\tau''_{01} = 40\text{ }^\circ\text{C}$.

При $t_{н} > t_{ни}$ происходит смена метода регулирования с качественного на количественный. При температуре от $+8$ до $+3$ используется количественный метод регулирования. При дальнейшем понижении температуры – качественный.

5.1.4 Определение расходов сетевой воды

Расход воды на отопление, G_0' , будет неизменным при любой температуре в интервале температур от $t_{н.и.}$ до $t_{н.о.}$, его можно определить, используя следующую формулу (5.24):

$$G_0' = \frac{\theta_0'}{c_p \cdot \delta \tau_0'} \quad (5.24)$$

$$G_0' = \frac{48,8 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 80} = 145,58 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

Температуры сетевой воды τ_1 и τ_2 рассчитывают (5.25), (5.26):

$$\tau_1 = \tau_{01} + \delta_1 \quad (5.25)$$

$$\tau_2 = \tau_{02} + \delta_2 \quad (5.26)$$

где δ_1, δ_2 – снижение температуры сетевой воды в подогревателе ГВС.
Для двух подогревателей (5.27), (5.28):

$$\delta = \delta_1 + \delta_2 = \text{const} \quad (5.27)$$

$$\delta = \frac{Q_{ГВС}^{\max}}{c_p \cdot G_0'} = \frac{Q_{ГВС}^{\max}}{Q_0'} \cdot \delta \tau_0' , \quad (5.28)$$

где $Q_{ГВС}^{\max}$ – балансовое значение тепловой нагрузки на ГВС (5.29):

$$Q_{ГВС}^{\max} = \chi_6 \cdot Q_{ГВС}^{ср.н.} , \quad (5.29)$$

где $\chi_6 = 1,2$ – коэффициент компенсации небаланса теплоты на отопление вследствие неравномерности суточной подачи воды на ГВС.

$$Q_{ГВС}^{\max} = 1,2 \cdot 9,093 = 10,912 \text{ МВт.}$$

$$\delta = \frac{10,912}{48,8} \cdot 80 = 17,89 .$$

					13.03.01.2020.017.13.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		23

На расчетном режиме (при $t_n = t_{ни}$) задают величину недогрева воды подогревателе первой ступени $\Pi_1 \Delta t''_{нед} = \tau''_{02} - t''_{п} = 5 \dots 10 \text{ }^\circ\text{C}$; Примем $\Delta t''_{нед} = 8 \text{ }^\circ\text{C}$. Рассчитаем нагрев воды в подогревателе (5.30):

$$t''_{п} = \tau''_{0} - \Delta t''_{нед} \quad (5.30)$$

$$t''_{п} = 40 - 8 = 32 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Рассчитываем (5.31):

$$\delta_2'' = \frac{Q_{ГВС}^{\max}}{Q_0'} \cdot \frac{t''_{п} - t_x}{t_2 - t_x} \cdot \delta \tau_0' \quad (5.31)$$

$$\delta_2'' = \frac{10,912}{48,8} \cdot \frac{32 - 5}{55 - 5} \cdot 80 = 9,66 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Для любой наружной температуры (5.32):

$$\delta_2 = \delta_2'' \cdot \frac{\tau_{02}'' - t_x}{\tau_{02}'' - t_x} \quad (5.32)$$

Полученные из расчета для каждой температуры данные сведем в таблицу 5.3.

Таблица 5.3 – Температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах

$t_n, \text{ }^\circ\text{C}$	-38	-35	-30	-25	-20	-15	-10	-5	0	3	8
$\delta_1, \text{ }^\circ\text{C}$	0,00	0,50	1,41	2,35	3,26	4,17	5,11	6,02	6,93	8,23	
$\delta_2, \text{ }^\circ\text{C}$	17,89	17,39	16,48	15,54	14,63	13,72	12,78	11,87	10,96	9,66	
$\tau_1, \text{ }^\circ\text{C}$	150,00	143,50	134,41	125,35	116,26	107,17	98,11	89,02	79,93	73,23	
$\tau_2, \text{ }^\circ\text{C}$	52,11	50,61	48,22	45,76	43,37	40,98	38,52	36,13	33,74	30,34	
$\tau_{01}, \text{ }^\circ\text{C}$	150,00	143,00	133,00	123,00	113,00	103,00	93,00	83,00	73,00	65,00	
$\tau_{02}, \text{ }^\circ\text{C}$	70,00	68,00	64,70	61,30	58,00	54,70	51,30	48,00	44,70	40,00	

Построим график температур теплоносителя при качественном регулировании по таблице 5.3 и представим его на рисунке 5.3.

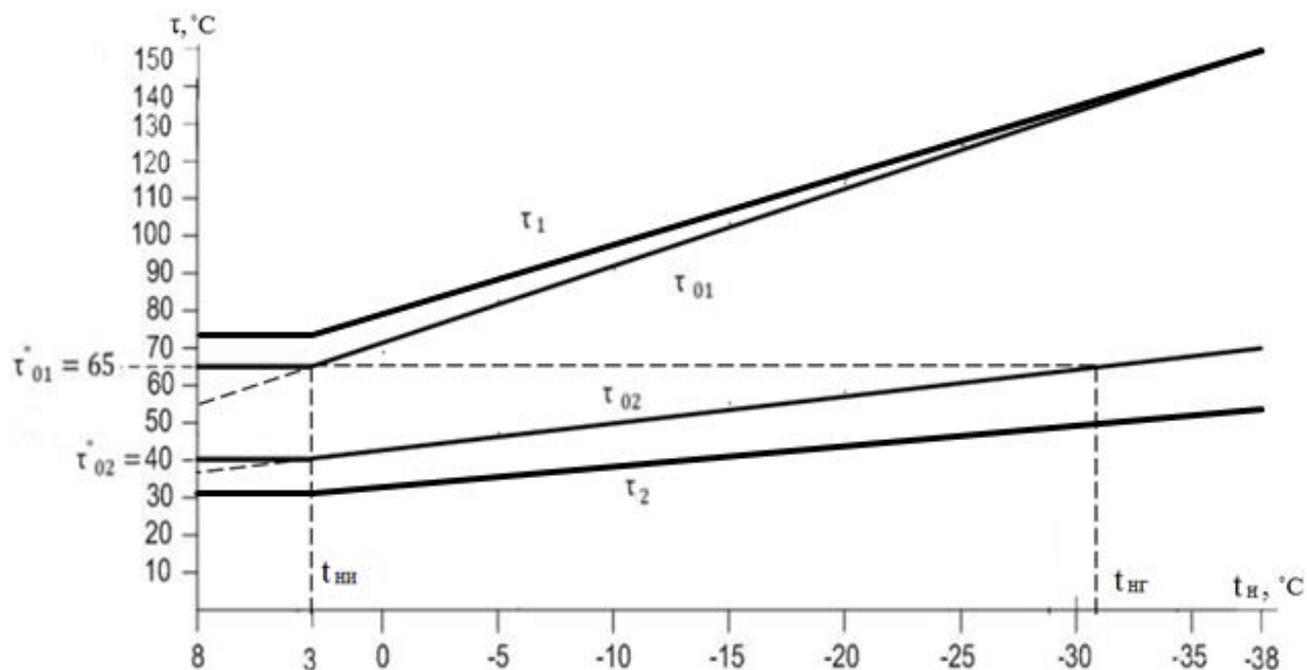


Рисунок 5.3 – График температур теплоносителя при качественном регулировании

При $+8 > t_n > t_{ни}$ расход сетевой воды определяется по текущей тепловой нагрузке Q_0 (5.33):

$$G_0 = \frac{Q_0}{c_p \cdot (\tau_1 - \tau_{02})} \quad (5.33)$$

$$G_0 = \frac{10,1 \cdot 10^6}{4190 \cdot (74 - 40)} = 70,9 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

Расход воды на вентиляцию определяем по температурам сетевой воды τ_1 и τ_2 . При $t_n > t_{ни}$ (5.34):

$$G'_B = \frac{Q_B^{+8}}{c_p \cdot (\tau_{01}'' - \tau_{02}'')} \quad (5.34)$$

$$G'_B = \frac{1,21 \cdot 10^6}{4190 \cdot (65 - 40)} = 11,55 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

При $t_n < t_{ни}$ расход воды на вентиляцию будет равен (5.35):

$$G'_B = \frac{Q'_B}{c_p \cdot (\tau'_1 - \tau'_2)} \quad (5.35)$$

$$G'_B = \frac{5,86 \cdot 10^6}{4190 \cdot (150 - 70)} = 17,48 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

Результаты расчетов представлены в таблице 5.4:

Таблица 5.4 – Расходы сетевой воды при качественном регулировании

$t_n, ^\circ\text{C}$	-35	-30	-25	-20	-15	-10	-5	0	3	8
$G_o \frac{\text{кг}}{\text{с}}$	342,7	342,7	342,7	342,7	342,7	342,7	342,7	342,7	342,7	70,9
$G_B \frac{\text{кг}}{\text{с}}$	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	11,5
$G_\Sigma \frac{\text{кг}}{\text{с}}$	360,2	360,2	360,2	360,2	360,2	360,2	360,2	360,2	360,2	82,4

На рисунке 5.4 представлен график расходов сетевой воды:

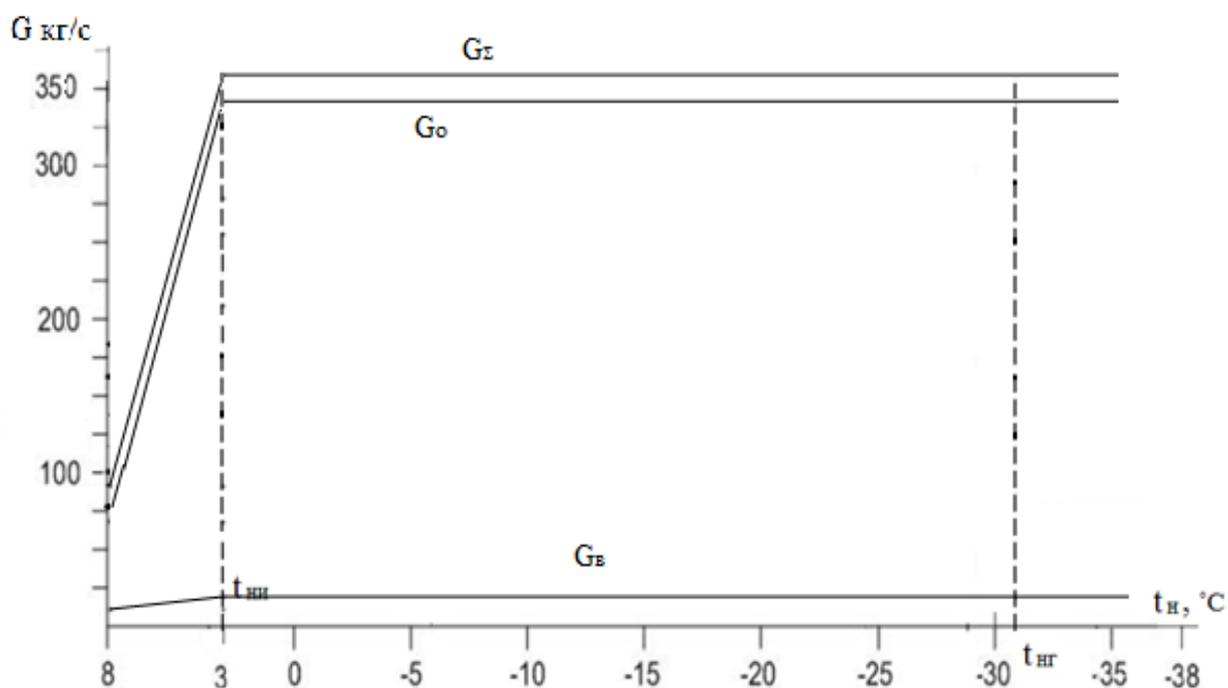


Рисунок 5.4 – График расходов сетевой воды

5.2 Тепловой поверочный расчет котла ПТВМ-50

Котельная предназначена для выработки тепловой энергии на нужды теплоснабжения города и жилищно-коммунального сектора. Котельная включает в себя здания и сооружения с котельными установками и вспомогательным технологическим оборудованием.

Основным видом топлива для котельного агрегата ПТВМ-50 служит природный газ, а резервным – мазут.

Тепловой поверочный расчет помогает произвести оценку показателей экономичности и надежности котла при работе на заданном топливе, из расчета можно делать выводы о необходимости реконструктивных мероприятий, выбора вспомогательного оборудования и получения исходных данных для проведения аэродинамического, гидравлического расчетов, расчета температур металла и прочности труб, расчета коррозии.

5.2.1 Технические характеристики котла

Пиковый теплофикационный водогрейный котёл ПТВМ-50 с теплопроизводительностью 50 Гкал/ч (58,2 МВт) может работать на мазуте и природном газе. Возможна работа по отопительному температурному графику 70/150 °С, а также по пиковому – 100/150 °С.

Технические характеристики котла ПТВМ-50 представлены в таблице 5.5:

Таблица 5.5 – Технические характеристики котла ПТВМ-50

Марка котла	ПТВМ-50
Номинальная теплопроизводительность, МВт	58,2
Рабочее давление воды, МПа	1,0-2,25
Максимальное давление воды, МПа	2,45
Расход воды через котел, т/ч	625
Объем топочной камеры, м ²	109
Площадь конвективной поверхности, м ²	1119
Температура воды на входе в котёл, °С	70
Температура воды на выходе из котла, °С	150
Температура уходящих газов, °С	190
Тип и число горелок	МГМГ-6 (12шт.)

5.2.2 Характеристика топлива

Топливом для котла служит природный газ с теплотой сгорания $Q_H^p = 33,52 \frac{\text{МДж}}{\text{м}^3}$. Характеристика природного газа представлена в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Характеристика топлива

Элемент	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	CO ₂	N ₂
Процентное содержание, %	97,196	0,835	0,427	0,133	0,035	0,143	1,231

5.2.3 Расчет теоретических объемов воздуха и продуктов сгорания

Расчет объемов уходящих газов и воздуха ведется для кубометра сухого газа при нормальных условиях. Нормальными условиями являются давление 760 миллиметров ртутного столба и температура 0 °С. Состав топлива приведен в процентах от объема, газ в расчете принимается сухим. Газом называется смесь горючих и негорючих элементов, содержащая примеси в виде водяных паров, смолы и пыли.

Произведем расчет теоретического объема воздуха, которого нужно подвести к топливу для полного сгорания (5.36):

$$V^0 = 0,0476 \cdot \left[0,5 \cdot (CO + H_2) + 1,5 \cdot H_2S + 2 \cdot CH_4 + \sum (m + \frac{n}{4}) \cdot C_m H_n - O_2 \right] \quad (5.36)$$

$$V^0 = 0,0476 \cdot \left[0,5 \cdot (0 + 0) + 1,5 \cdot 0 + 2 \cdot 97,196 + (2 + \frac{6}{4}) \cdot 0,835 + (3 + \frac{8}{4}) \cdot 0,427 + (4 + \frac{10}{4}) \cdot 0,133 + (5 + \frac{12}{4}) \cdot 0,035 \right] = 9,548 \frac{\text{м}^3 \text{ воздуха}}{\text{м}^3 \text{ топлива}}$$

Теоретический объем двухатомных газов (5.37):

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot V^0 + 0,008 \cdot N_2 \quad (5.37)$$

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot 9,548 + 0,008 \cdot 1,231 = 7,553 \frac{\text{м}^3 \text{ газов}}{\text{м}^3 \text{ топлива}}$$

Объем трёхатомных газов (5.38):

$$V_{RO_2} = 0,01 \cdot (CO_2 + CO + H_2S + m \cdot C_m H_n) \quad (5.38)$$

					13.03.01.2020.017.13.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		28

$$V_{RO_2} = 0,01 \cdot (0,143 + 0 + 0 + 1 \cdot 97,196 + 2 \cdot 0,835 + 3 \cdot 0,427 + 4 \cdot 0,133 + 5 \cdot 0,035) =$$

$$= 1,00997 \frac{\text{м}^3 \text{ газов}}{\text{м}^3 \text{ топлива}}.$$

Теоретический объем водяных паров (5.39):

$$V_{H_2O}^0 = 0,01 \cdot (H_2S + H_2 + \sum \frac{1}{2} \cdot n \cdot C_m H_n + 0,124 \cdot d_2) + 0,0161 \cdot V^0 \quad (5.39)$$

$$V_{H_2O}^0 = 0,01 \cdot (0 + 0 + \frac{4}{2} \cdot 97,196 + \frac{6}{2} \cdot 0,835 + \frac{8}{2} \cdot 0,427 + \frac{10}{2} \cdot 0,133 + \frac{12}{2} \cdot 0,035 +$$

$$+ 0,124 \cdot 10) + 0,0161 \cdot 9,548 = 2,16 \frac{\text{м}^3 \text{ газов}}{\text{м}^3 \text{ топлива}}.$$

5.2.4 Расчет действительных объемов воздуха и продуктов сгорания

Коэффициент избытка воздуха на входе в топку для горелки МГМГ–6 $\alpha = 1,095$. Коэффициент избытка воздуха показывает во сколько раз действительное количество воздуха, подаваемое в топку, больше теоретически необходимого.

Действительный объём азота определяем по (5.40) [7]:

$$V_{N_2} = V_{N_2}^0 + (a_{cp} - 1) \cdot V^0 \quad (5.40)$$

$$V_{N_2} = 7,553 + (1,095 - 1) \cdot 9,548 = 8,459 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}.$$

Действительный объём водяных паров определяем по (5.41):

$$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,0161 \cdot (a_{cp} - 1) \cdot V^0 \quad (5.41)$$

$$V_{H_2O} = 2,16 + 0,0161 \cdot (1,095 - 1) \cdot 9,548 = 2,174 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}.$$

Значение действительного суммарного объема продуктов сгорания (5.42):

$$V_2 = V_{RO_2} + V_{N_2}^0 + (a_{cp} - 1) \cdot V^0 + V_{H_2O}^0 + 0,0161 \cdot (a_{cp} - 1) \cdot V^0 \quad (5.42)$$

$$V_2 = 1,00997 + 7,553 + (1,095 - 1) \cdot 9,548 + 2,16 + 0,0161 \cdot (1,095 - 1) \cdot 9,548 = 11,645 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}.$$

					13.03.01.2020.017.13.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		29

Присосы воздуха по газоходу и расчетные коэффициенты избытка воздуха приведены в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Присосы воздуха по газоходу и расчетные коэффициенты избытка воздуха

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

Присосы воздуха приводят к отличному от теоретического значению объема продуктов сгорания в каждом газоходе. Следовательно, необходимо производить расчет реальных объемов газов по газоходам и объемные доли газов. Объем трехатомных газов во всех газоходах постоянен и равен теоретическому ввиду того, что присосы воздуха не содержат трехатомных газов, коэффициент избытка воздуха также не изменяется [7].

Характеристика продуктов сгорания в газоходах водогрейного котла представлена в таблице 5.8.

Таблица 5.8 – Характеристика продуктов сгорания в газоходах

Величина	Единица	Газоходы	
		Топка, фестон	Конвективные пучки
Расчетный коэффициент избытка воздуха в газоходе	-	1,050	1,100
Среднее значение a_{cp}	-	1,050	1,087
$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,0161(a_{cp} - 1) \cdot V^0$	м ³ /м ³	2,175	2,180
$V_{\Gamma} = V_{RO_2} + V_{N_2} + V_{H_2O}$	м ³ /м ³	11,209	11,567
$r_{RO_2} = \frac{V_{RO_2}}{V_{\Gamma}}$	-	0,090	0,087
$r_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{V_{\Gamma}}$	-	0,193	0,187
$r_n = r_{RO_2} + r_{H_2O}$	-	0,283	0,274

5.2.5 Энтальпии воздуха и продуктов сгорания

Удельная энтальпия теоретического объема воздуха рассчитывается по формуле (5.43):

$$I_B^0 = V^0 \cdot (ct)_B, \quad (5.43)$$

где $(ct)_B$ - удельная энтальпия воздуха, $\frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}$.

Удельная энтальпия продуктов сгорания топлива рассчитывается (5.44):

$$I_z^0 = V_{RO_2}^0 \cdot (ct)_{RO_2} + V_{N_2}^0 \cdot (ct)_{N_2} + V_{H_2O}^0 \cdot (ct)_{H_2O}, \quad (5.44)$$

где $(cv)_{RO_2}$, $(cv)_{N_2}$, $(cv)_{H_2O}$ - удельные энтальпии трехатомных газов, азота и водяных паров соответственно, кДж/м^3

Энтальпия продуктов сгорания на 1 м^3 топлива при $a > 1 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}$ рассчитывается по формуле (5.45):

$$I_z = I_z^0 + (a - 1) \cdot I_B^0 \quad (5.45)$$

Характеристика продуктов сгорания в газоходах водогрейного котла в кДж/м^3 представлена в таблице 5.9.

Таблица 5.9 – Энтальпии теоретического объема воздуха и продуктов сгорания

t, °C	$V^0 = 9,548$	$V_{RO_2} = 1,0099$	$V_{N_2}^0 = 7,552$	$V_{H_2O}^0 = 2,16$	$I_{\Gamma}^0 = I_{RO_2} + I_{N_2}^0 + I_{H_2O}^0$
	$I_B^0 = V^0 \cdot (ct)_B$	$I_{RO_2} = V_{RO_2} \cdot (cv)_{RO_2}$	$I_{N_2}^0 = V_{N_2}^0 \cdot (cv)_{N_2}$	$I_{H_2O}^0 = V_{H_2O}^0 \cdot (cv)_{H_2O}$	
1	2	3	4	5	6
25	310,310	-	-	-	-
100	1260,336	170,617	928,150	327,307	1480,131
200	2539,768	360,534	1964,300	658,950	2983,785
300	3847,844	564,534	2961,560	1003,599	4529,639
400	5175,016	799,643	3981,485	1356,918	6118,045
500	6530,832	1005,860	5016,520	1721,074	7743,455
600	7924,840	1234,098	6074,220	2096,069	9404,387

Продолжение таблицы 5.9

1	2	3	4	5	6
700	9347,492	1475,464	7147,030	2486,237	11108,730
800	10789,240	1720,870	8257,615	2893,746	12872,230
900	12230,990	1970,315	9390,865	3303,422	1466,600
1000	13710,930	2223,800	10531,670	3739,110	16494,580
1100	15229,060	2481,324	11672,480	4174,798	18328,600
1200	16474,190	2743,898	12805,730	4619,156	20168,780
1300	18437,190	3005,462	13976,750	5080,854	22063,070
1400	19821,650	3272,076	15178,000	5544,721	23994,790
1500	21377,970	3538,690	16349,020	6023,760	25911,470
1600	22943,840	3804,293	17550,270	6504,968	27859,530
1700	24500,170	4074,947	18751,510	6994,845	29821,300
1800	26056,490	4345,600	19960,310	7495,561	31801,470
1900	27660,560	4616,253	21191,780	7994,109	33802,140
2000	29255,070	4890,946	22393,020	8509,998	35793,960

Расчеты по определению энтальпии продуктов сгорания топлива при различных температурах газов в различных газоходах представлены в таблице 5.10.

Энтальпии продуктов сгорания в газоходах водогрейного котла в $\frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}$ представлены в таблице 5.10.

Таблица 5.10 – Энтальпии продуктов сгорания в газоходах

t, °C	Γ_{Γ}^0	$\Gamma_{\text{в}}^0$	Участки газового тракта и коэффициенты избытка воздуха			
			$\alpha_{\text{м}}=1,05$		$\alpha=1,1$	
			I	ΔI	I	ΔI
1	2	3	4	5	6	7
100	1480,1	1260,3	1543,1	1567,6	1599,8	1625,2
200	2983,8	2539,8	3110,7	1611,3	3225	1670,1

Продолжение таблицы 5.10

1	2	3	4	5	6	7
300	4529,7	3847,9	4722,0	1654,8	4895,1	1714,4
400	6118,1	5175,1	6376,8	1693,0	6609,5	1754,3
500	7743,3	6530,8	8069,8	1730,7	8363,7	1793,2
600	9404,5	7924,7	9800,5	1775,7	10157,1	1939,4
700	11108,6	9347,4	11576,2	1835,5	11996,8	1900,3
800	12822,5	10789,3	13411,7	1864,5	13897,1	1929,2
900	14664,7	12231,1	15276,2	1903,0	25826,4	1970,4
1000	16494,6	13710,8	17180,2	1834,1	17797,1	1834,0
1100	18328,3	15229,0	19014,2	1991,8	19631,1	2128,5
1200	20168,4	16474,1	21006,3	3979,6	21759,6	4118,0
1400	23994,6	19821,5	24985,6	4020,7	25877,7	4161,2
1600	27859,6	22943,7	29006,6	2097,4	30039,1	4237,5
1800	31801,5	26056,4	33104,2	4152,3	34276,7	4296,2
2000	35793,8	29255,2	37256,8	4197,4	38573,0	4341,7
2200	39831,4	32453,7	41454,1	-	42914,5	-

Обозначим ΔI как разность соседних по вертикали значений I при одинаковом значении коэффициента избытка воздуха. Значения ΔI необходимы для определения расчетных значений энтальпии или температур газов.

5.2.6 Тепловой баланс котла

Тепловой баланс составляется на 1 килограмм жидкого или 1 кубический метр газообразного топлива для установившегося состояния котельного агрегата при 0°C и 760 мм рт. ст. Составление уравнение теплового баланса необходимо для расчета КПД котлоагрегата и необходимого расхода топлива. Принцип расчета заключается в установлении равенства между количеством тепла, поступившим в котел Q_p^p (располагаемая теплота) и суммы полезно использованного тепла Q_1 с потерями тепла Q_2 , Q_3 , Q_4 и Q_5 . Уравнение теплового баланса представлено в формуле (5.46):

					13.03.01.2020.017.13.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		33

$$Q_p^p = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_5, \quad (5.46)$$

где Q_p^p – располагаемая теплота, кДж/м³;

Q_1 – полезное тепло на нагрев сетевой воды, кДж/м³;

Q_2 – потери тепла с дымовыми газами;

Q_3 – потери тепла с химическим недожогом топлива, кДж/м³;

Q_5 – потери тепла в окружающую среду, кДж/м³.

Определим удельные потери тепла с уходящими газами q_2 , с химическим недожогом q_3 и в окружающую среду q_5 . Их определение необходимо для расчета КПД котла.

Потери тепла с дымовыми газами зависят от энтальпии и температуры уходящих газов на выходе из котла, а также от типа топлива и расхода воздуха. Определим q_2 по формуле (5.47):

$$q_2 = \frac{i_{yx} - a_{yx} \cdot i_{x.в.}}{Q_p^H} \quad (5.47)$$

$$q_2 = \frac{2232,75 - 1,1 \cdot 368,2}{33520} = 0,054 = 5,4 \%$$

Потери тепла с химическим недожогом $q_3 = 0,3\%$.

Тепловые потери через обмуровку в окружающую среду принимаются при заданной тепловой производительности Q_k . Если производительность котлоагрегата отличается от номинальной более чем на 25%, то значение потерь рассчитывается по формуле (5.48):

$$q_5 = q_5^H \cdot \frac{Q_{ном}}{Q_k} \quad (5.48)$$

$$q_5 = 0,7 \cdot \frac{56}{58,15} = 0,67 \%$$

Определим коэффициент полезного действия котлоагрегата по формуле (5.49):

$$\eta = 100 - (q_2 + q_3 + q_5), \quad (5.49)$$

Тогда КПД котла:

$$\eta = 100 - (5,4 + 0,3 + 0,67) = 93,63\% .$$

					13.03.01.2020.017.13.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		34

Определим расход топлива на котел по формуле (5.50):

$$B = \frac{G \cdot c_p \cdot (t_1 - t_2)}{Q_p^p \cdot \eta} \quad (5.50)$$

$$B = \frac{456,9 \cdot 4,19 \cdot (110 - 70)}{33520 \cdot 0,9363} = 1,86 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

5.2.7 Расчет топочной камеры

Расчет топки необходимо производить для определения температуры газов на выходе ϑ''_T , а также основных геометрических параметров топочной камеры. Основными параметрами, определяющими безразмерную температуру газов на выходе из топки θ''_T являются критерии радиационного теплообмена Больцмана (B_0) и критерий поглотительной способности Бугера (Bu).

Безразмерная температура газов на выходе из топочной камеры определяется по формуле (5.51) [8]:

$$\theta''_m = \frac{T''_m}{T_m} = \frac{B_0^{0,6}}{M \cdot Bu + B_0^{0,6}} \quad (5.51)$$

Теплота излучения факела в топке идет на нагрев воды в экранных трубах, поэтому температура газов на выходе из топки будет меньше температуры ядра факела.

Определим геометрические размеры топки (5.52):

$$F_{cm} = 6 \cdot \sqrt[3]{V_m^2} \quad (5.52)$$

Зная объём топки $V_T = 250 \text{ м}^3$, определяем:

$$F_{cm} = 6 \cdot \sqrt[3]{250^2} = 238,11 \text{ м}^2.$$

Температура газов на выходе в конце топки определяется по формуле (5.53):

$$\vartheta''_m = \frac{T_a}{1 + M \cdot \tilde{B}u^{0,3} \cdot \left[\frac{5,67 \cdot 10^{-11} \cdot \psi_{cp} \cdot F_{cm} \cdot T_a^3}{\varphi \cdot B \cdot (Vc)_{cp}} \right]^{0,6}}, \quad (5.53)$$

					13.03.01.2020.017.13.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		35

где T_a – абсолютная адиабатическая температура горения топлива, определяемая по Q_T (5.54);

$F_{ст}$ – поверхность стен топки;

$(Vc)_{ср}$ – средняя суммарная теплоёмкость продуктов сгорания 1 м³ топлива в интервале температур ($T_a - T_T''$);

$\psi_{ср}$ – среднее значение тепловой эффективности экранов;

φ – коэффициент сохранения тепла.

$$Q_m = Q_p^p \cdot \frac{100 - q_2}{100} \quad (5.54)$$

$$Q_m = 33,52 \cdot \frac{100 - 0,3}{100} = 33,4 \frac{\text{МДж}}{\text{м}^3}.$$

$T_a = 1890^\circ\text{C}$. M – параметр, учитывающий влияние на интенсивность теплообмена относительного уровня расположения горелок, степени забалластированности топочных газов и других факторов (5.55) :

$$M = M_0 \cdot (1 - 0,4 \cdot \chi_z), \quad (5.55)$$

где χ_z - положение горелки относительно высоты топки, определяется по (5.56):

$$\chi_z = \frac{h_z}{H_m} \quad (5.56)$$

Зная $h_r = 4370$ мм, $H_T = 8950$ мм, определим:

$$\chi_z = \frac{4370}{8950} = 0,48.$$

По нормативному методу для газа $M_0 = 0,4$, тогда:

$$M = 0,4 \cdot (1 - 0,4 \cdot 0,48) = 0,32.$$

\tilde{Bu} – критерий эффективности Бугера (5.57), (5.58):

$$\tilde{Bu} = 1,6 \cdot \ln \left(\frac{1,4 \cdot Bu^2 + Bu + 2}{1,4 \cdot Bu^2 - Bu + 2} \right) \quad (5.57)$$

$$Bu = kps_m, \quad (5.58)$$

					13.03.01.2020.017.13.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		36

где k – коэффициент поглощения топочной среды, рассчитывается по температуре и составу газов на выходе из топки. При его определении учитывается излучение трехатомных газов и взвешенных в их потоке частиц сажи, определяется по формуле (5.59) [8].

p – давление в топке. $p = 0,1$ МПа.

s_T – эффективная толщина излучаемого слоя топки, определяется по формуле (5.63).

$$k = k_z + mk_c, \quad (5.59)$$

где k_c – коэффициент поглощения лучей частицами сажи, определяемый по формуле (5.62).

При сжигании природного газа $m = 0,1$. k_T определяется по формуле (5.60):

$$k_z = k_z^0 + r_n \quad (5.60)$$

Знаем, что $k_T^0 = 6,93 \frac{1}{\text{м} \cdot \text{МПа}}$. Определим r_n по (5.61):

$$r_n = r_{H_2O} + r_{RO_2} \quad (5.61)$$

$$r_n = 0,193 + 0,09 = 0,283.$$

$$k_z = 6,93 + 0,283 = 1,96 \frac{1}{\text{м} \cdot \text{МПа}}.$$

$$k_c = 0,3 \cdot \left(1,6 \cdot \frac{T_m''}{1000} - 0,5 \right) \cdot (2 - a_m) \cdot \frac{C^p}{H^p} \quad (5.62)$$

$$k_c = 0,3 \cdot \left(1,6 \cdot \frac{1400}{1000} - 0,5 \right) \cdot (2 - 1,05) \cdot 2,976 = 1,439.$$

$$k = 1,96 + 0,1 \cdot 1,439 = 2,104 \frac{1}{\text{м} \cdot \text{МПа}}.$$

Вычислим эффективную толщину излучаемого слоя s_m по формуле (5.63):

$$s_m = 3,6 \cdot \frac{V_m}{F_{cm}} \quad (5.63)$$

					13.03.01.2020.017.13.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		37

$$s_m = 3,6 \cdot \frac{250}{238,11} = 3,77 \text{ м.}$$

$$Bu = 1,439 \cdot 0,1 \cdot 3,77 = 0,79.$$

$$\tilde{B}u = 1,6 \cdot \ln \left(\frac{1,4 \cdot 0,79^2 + 0,79 + 2}{1,4 \cdot 0,79^2 - 0,79 + 2} \right) = 0,902.$$

Тогда по рисунку 6.1 $\tilde{B}u^{0,3} = 0,91$ [8].

$(Vc)_{cp}$ определяется по формуле (5.64):

$$(Vc)_{cp} = \frac{Q_m - i_m''}{g_a - v_{m.прин.}''} \quad (5.64)$$

Принимаем $\vartheta_{T.прин.}'' = 1100^\circ\text{C}$, тогда по таблице 3.6 $i_T'' = 19014,1 \text{ кДж/м}^3$. Адиабатическая температура горения ϑ_a принимается по таблице 6.6 по полезному тепловыделению в топке $\frac{Q_T}{\vartheta_a} = 1850^\circ\text{C}$. Тогда:

$$(Vc)_{cp} = \frac{33400 - 19014,1}{1850 - 1100} = 19,18 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}.$$

ψ_{cp} определяется по формуле (5.65):

$$\Psi_{cp} = \frac{\xi \cdot H_{л.}}{F_{cm}}, \quad (5.65)$$

где ξ – коэффициент, учитывающий тепловое сопротивление загрязнения или закрытия экрана изоляцией. $\xi = 0,55$.

$$\Psi_{cp} = \frac{0,55 \cdot 149,232}{238,11} = 0,34.$$

Коэффициент сохранения тепла φ определяется по формуле (5.66):

$$\varphi = 1 - \frac{q_5}{\eta - q_5} \quad (5.66)$$

					13.03.01.2020.017.13.ПЗ	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$$\varphi = 1 - \frac{0,0067}{0,9363 - 0,0067} = 0,992.$$

Тогда по формуле (5.53):

$$g_m'' = \frac{1890}{1 + 0,32 \cdot 0,91 \cdot \left[\frac{5,67 \cdot 10^{-11} \cdot 0,34 \cdot 238,11 \cdot 1890^3}{0,992 \cdot 1,86 \cdot 19,18} \right]^{0,6}} = 1116 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Выполняем проверку, должно выполняться условие (5.67):

$$|g_m'' - g_{m.\text{прин.}}''| \leq 100 \quad (5.67)$$

$$|1116 - 1100| = 16 \leq 100.$$

Удельное тепловое напряжение топочного объема определяется по формуле (5.68):

$$q_v = \frac{B \cdot Q_p^p}{V_m} \quad (5.68)$$

$$q_v = \frac{1,86 \cdot 33520}{250} = 249,38 \frac{\text{кВт}}{\text{м}^3}.$$

Среднее удельное напряжение поверхностей нагрева экранов (5.69), (5.70):

$$q_l = \frac{B \cdot Q_l}{V_m} \quad (5.69)$$

$$Q_l = \varphi \cdot (Q_m - i_m'') \quad (5.70)$$

$$Q_l = 0,992 \cdot (33400 - 19014,1) = 14270,81 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}.$$

$$q_l = \frac{1,86 \cdot 14270,81}{250} = 106,17 \frac{\text{кВт}}{\text{м}^3}.$$

					13.03.01.2020.017.13.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		39

Расчетное значение q_v сравнивается с максимально допустимым для топки по таблице 3.2. $q_v = 249,38 \frac{\text{кВт}}{\text{м}^3}$ – удовлетворяет требованиям. Проводим проверку по рисунку П.4 [8]. Расчет верен.

5.2.8 Расчет конвективной части

Определим балансовое количество тепла, которое передается от дымовых газов к воде, протекающей в трубах конвективного пучка (5.71):

$$Q_{\delta} = \varphi \cdot (i' - i'' + \Delta a_{np} \cdot i_{x.v.}), \quad (5.71)$$

где φ – коэффициент сохранения тепла из расчета топочной камеры;

i' – теплосодержание дымовых газов на входе в конвективные пучки (на выходе из топки) при температуре $\vartheta_T'' = \vartheta_{\text{кп}}' = 1116^{\circ}\text{C}$. $i' = 19014,1 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}$;

i'' – теплосодержание газов на выходе из котла (конвективных пучков) при известной температуре $\vartheta_{\text{ух}} = 180^{\circ}\text{C}$. $i'' = 2682,53 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}$.

$$Q_{\delta} = 0,992 \cdot (19014,1 - 2682,53 + 1,1 \cdot 310,31) = 16539,53 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}.$$

Расчет уравнения теплопередачи (5.72):

$$Q_{\kappa} = \frac{k \cdot \Delta t \cdot H}{B \cdot 10^3}, \quad (5.72)$$

где k – коэффициент теплопередачи от дымовых газов к воде, протекающей в трубах конвективного пучка, определяется по формуле (5.73).

H – конвективная поверхность нагрева, $H=1170 \text{ м}^2$.

$$k = \frac{a_{\kappa} + a_{\text{л}}}{1 + \varepsilon \cdot (a_{\kappa} + a_{\text{л}})}, \quad (5.73)$$

где a_{κ} – коэффициент теплоотдачи конвекцией (по рис. П.5) [8] для гладких труб, идущих в шахматном порядке с поперечным омыванием газами. $a_{\kappa} = 104 \frac{\text{кВт}}{\text{м}^2\text{К}}$;

$a_{\text{л}}$ – коэффициент теплоотдачи излучением (по рис. П.6) [8]. $a_{\text{л}} = 5,2 \frac{\text{кВт}}{\text{м}^2\text{К}}$;

ε – коэффициент загрязнения. $\varepsilon = 0,005 \frac{\text{м}^2\text{К}}{\text{кВт}}$.

$$k = \frac{104 + 5,2}{1 + 0,005 \cdot (104 + 5,2)} = 56,21 \frac{\text{кВт}}{\text{м}^2}.$$

					<i>13.03.01.2020.017.13.ПЗ</i>	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Расчет температурного напора (5.74), (5.75), (5.76):

$$\Delta t = \frac{\Delta t_{\bar{\theta}} - \Delta t_{\bar{m}}}{\ln \frac{\Delta t_{\bar{\theta}}}{\Delta t_{\bar{m}}}}, \quad (5.74)$$

$$\Delta t_{\bar{\theta}} = \vartheta'_{\text{кп}} - t_2, \quad (5.75)$$

$$\Delta t_{\bar{m}} = \vartheta_{\text{yx}} - t_1, \quad (5.76)$$

где t_1, t_2 – температуры воды до и после конвективного пучка;

$\vartheta'_{\text{кп}}, \vartheta_{\text{yx}}$ – температура дымовых газов до и после конвективного пучка.

$t_1 = 70^\circ\text{C}, t_2 = 110^\circ\text{C}, \vartheta'_{\text{кп}} = 1116^\circ\text{C}, \vartheta_{\text{yx}} = 180^\circ\text{C}$. Тогда по формулам (5.74-5.76) определим:

$$\Delta t_{\bar{\theta}} = 1116 - 110 = 1006 \text{ }^\circ\text{C},$$

$$\Delta t_{\bar{m}} = 180 - 70 = 110 \text{ }^\circ\text{C},$$

$$\Delta t = \frac{1006 - 110}{\ln \frac{1006}{110}} = 474,86,$$

$$Q_k = \frac{56,21 \cdot 474,86 \cdot 1170}{1,86 \cdot 10^3} = 16790,2 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}.$$

Разница в величинах Q_k и $Q_{\bar{\theta}}$ не должна превышать 2%, проведем проверку (5.77):

$$\frac{Q_{\bar{\theta}} - Q_k}{Q_{\bar{\theta}}} \cdot 100\% \leq 2\%, \quad (5.77)$$

$$\frac{16539,53 - 16790,2}{16539,53} \cdot 100\% = 1,515\% \leq 2\%.$$

Условие выполнено. Расчет можно считать верным.

					<i>13.03.01.2020.017.13.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		41

5.2.9 Определение невязки теплового баланса

Невязка теплового баланса представлена в таблице 5.11:

Таблица 5.11 – Невязка теплового баланса

Величина	Обозначение	Формула или способ определения	Расчет
Полезно используемое тепло от располагаемого, $\frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}$	Q''	$Q_p^p \cdot \eta \cdot 0,01$	31184,0
Полезно используемое тепло в топке, $\frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}$	Q_T	из расчета	14270,8
Полезно используемое тепло в конвективной части, $\frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}$	Q_K	из расчета	16790,2
Сумма полезно используемого тепла, $\frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}$	Q	$Q_T + Q_K$	31061,0
Расчетная невязка теплового баланса, $\frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}$	ΔQ	$Q'' - Q$	123,0
Невязка, %	–	$\frac{\Delta Q}{Q_p^p} \cdot 100$	0,3

Полученное значение невязки теплового баланса не превосходит допустимого значения (0,5%), а следовательно расчет можно считать завершенным.

5.3 Расчет горелочных устройств котла

Для устанавливаемого котла ПТВМ-50 выбраны газомазутные горелочные устройства МГМГ-6, используемые в котлах, печах, сушилках и способные работать как на газе низкого, так и среднего давления и на жидком топливе.

Газовая и воздушная камеры соединены между собой при помощи фланцев, что позволяет производить внутренний осмотр и ремонт горелки. На выходе из воздушной камеры расположены завихрители (лопатки), служащие для создания турбулентного воздушного потока и образования качественной газозадушной смеси. При этом газ подается через сопла из газовой камеры и подхватывается закрученным потоком воздуха. Сопла выполнены в одном из исполнений - для низкого или среднего давления газа. Для стабилизации факела горелка оборудуется насадкой. В воздушном и газовом патрубках предусмотрены

					13.03.01.2020.017.13.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		42

штуцера для замера давления воздуха и газа. Розжиг горелки производится пламенем запальной горелки через смотровую трубу. В таблице 5.12 приведены характеристики горелки МГМГ-6.

Таблица 5.12 – Технические характеристики горелки МГМГ-6

Номинальная тепловая мощность, МВт	6,6
Номинальное давление газа, кПа	2
Расход газа м ³ /час	490
Давление воздуха, кПа	7,5
Коэффициент избытка воздуха	1,05
Масса (не более), кг	119

Расход воздуха на горелку (7.1) [9]:

$$G_B = a \cdot V^0 \cdot B, \quad (5.78)$$

где a – коэффициент избытка воздуха горелки, $a = 1,05$;

V^0 – теоретически необходимое количество воздуха, $V^0 = 9,43 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}$;

B – расход газа на одну горелку из теплового расчета, $B = 0,175 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$.

$$G_B = 1,05 \cdot 9,43 \cdot 0,175 = 1,74 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

Определим площадь сечения для прохода воздуха (5.79):

$$F_B = \frac{\pi}{4} \cdot (D_1^2 - D_2^2), \quad (5.79)$$

где D_1 – диаметр корпуса горелки в месте прохода воздуха $D_1 = 0,348$ м;

D_2 – диаметр центрального газового коллектора, либо трубы для установки форсунки, $D_2 = 0,05$ м.

$$F_B = \frac{3,14}{4} \cdot (0,346^2 - 0,05^2) = 0,092 \text{ м}^2.$$

Площадь сечения для прохода газа (5.80) [9]:

$$F_2 = n \cdot \frac{\pi \cdot d_{отв}^2}{4}, \quad (5.80)$$

где n – число газоразрядных отверстий, $n = 12$ шт.;

$d_{отв}$ – диаметр газоразрядных отверстий, $d_{отв} = 0,018$ м.

$$F_2 = 12 \cdot \frac{3,14 \cdot 0,018^2}{4} = 0,003 \text{ м}^2.$$

Скорость истечения воздуха и газа с учётом поправки (5.81), (5.82):

$$w_в = \frac{G_в \cdot \frac{273 + t_в}{273}}{F_в}, \quad (5.81)$$

$$w_г = \frac{G_г \cdot \frac{273 + t_г}{273}}{F_г}, \quad (5.82)$$

где $t_в$ и $t_г$ – температура воздуха и газа соответственно, $t_в = 300^\circ\text{C}$, $t_г = 20^\circ\text{C}$.

$$w_в = \frac{1,74 \cdot \frac{273 + 300}{273}}{0,092} = 39,7 \text{ м/с};$$

$$w_г = \frac{0,175 \cdot \frac{273 + 20}{273}}{0,003} = 62,6 \text{ м/с}.$$

Необходимое давление воздуха и газа перед горелкой (5.83), (5.84):

$$p_в = \zeta_в \cdot \frac{\rho_в \cdot w_в^2}{2}, \quad (5.83)$$

$$p_г = \zeta_г \cdot \frac{\rho_г \cdot w_г^2}{2}, \quad (5.84)$$

					13.03.01.2020.017.13.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		44

где ζ – коэффициент сопротивления по газовому и воздушному тракту. $\zeta_B = 1,0$, $\zeta_T = 1,5$;

ρ_B и ρ_T – плотность воздуха и газа соответственно.

Плотность газа при нормальных условиях (5.85):

$$\rho_{гн.у.} = \sum r_i \cdot \rho_i = \frac{CH_4}{100} \cdot \frac{16}{22,4} + \frac{C_2H_6}{100} \cdot \frac{30}{22,4} + \frac{C_3H_8}{100} \cdot \frac{44}{22,4} + \frac{C_4H_{10}}{100} \cdot \frac{58}{22,4} + \frac{C_5H_{12}}{100} \cdot \frac{72}{22,4} + \frac{N_2}{100} \cdot \frac{28}{22,4} + \frac{H_2}{100} \cdot \frac{2}{22,4} \quad (5.85)$$

Состав топлива известен из таблицы 5.6.

$$\rho_{гн.у.} = \sum r_i \cdot \rho_i = \frac{98,24}{100} \cdot \frac{16}{22,4} + \frac{0,29}{100} \cdot \frac{30}{22,4} + \frac{0,2}{100} \cdot \frac{44}{22,4} + \frac{0,09}{100} \cdot \frac{58}{22,4} + \frac{0,04}{100} \cdot \frac{72}{22,4} + \frac{1}{100} \cdot \frac{28}{22,4} = 0,714 \text{ кг/м}^3.$$

Плотность газа действительная (5.86):

$$\rho_г = \rho_{гн.у.} \cdot \frac{273}{t_г + 273} \quad (5.86)$$

$$\rho_г = 0,714 \cdot \frac{273}{20 + 273} = 0,67 \text{ кг/м}^3.$$

Плотность воздуха действительная (5.87):

$$\rho_в = \rho_{вн.у.} \cdot \frac{273}{t_в + 273}, \quad (5.87)$$

где $\rho_{вн.у.}$ – плотность воздуха при нормальных условиях, $\rho_{вн.у.} = 1,29 \text{ кг/м}^3$.

$$\rho_в = 1,29 \cdot \frac{273}{300 + 273} = 0,615 \text{ кг/м}^3.$$

Глубина проникновения газовых струй в поток воздуха (5.88):

$$h = d \cdot k \cdot k_\beta \cdot \frac{w_г}{w_в} \cdot \sqrt{\frac{\rho_г}{\rho_в}}, \quad (5.88)$$

					13.03.01.2020.017.13.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		45

где $k_\beta = \sin \beta$ – коэффициент, учитывающий угол между направлением потока и газовых струй. $k_\beta = 1$;

k – коэффициент, зависящий от шага между отверстиями s/d .

При $s/d = 0,2$ коэффициент $k=1,4$. Тогда:

$$h = 0,018 \cdot 1,4 \cdot 1 \cdot \frac{62,6}{39,7} \cdot \sqrt{\frac{0,67}{0,615}} = 0,041 \text{ м.}$$

Диаметр расширившейся струи (5.89):

$$D = 0,75 \cdot h \tag{5.89}$$

$$D = 0,75 \cdot 0,041 = 0,03 \text{ м.}$$

					<i>13.03.01.2020.017.13.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		46

Рассматривая данную проблему накипеобразования с точки зрения перерасхода топлива при эксплуатации теплоэнергетического оборудования, имеем следующий результат (рисунок 6.2).

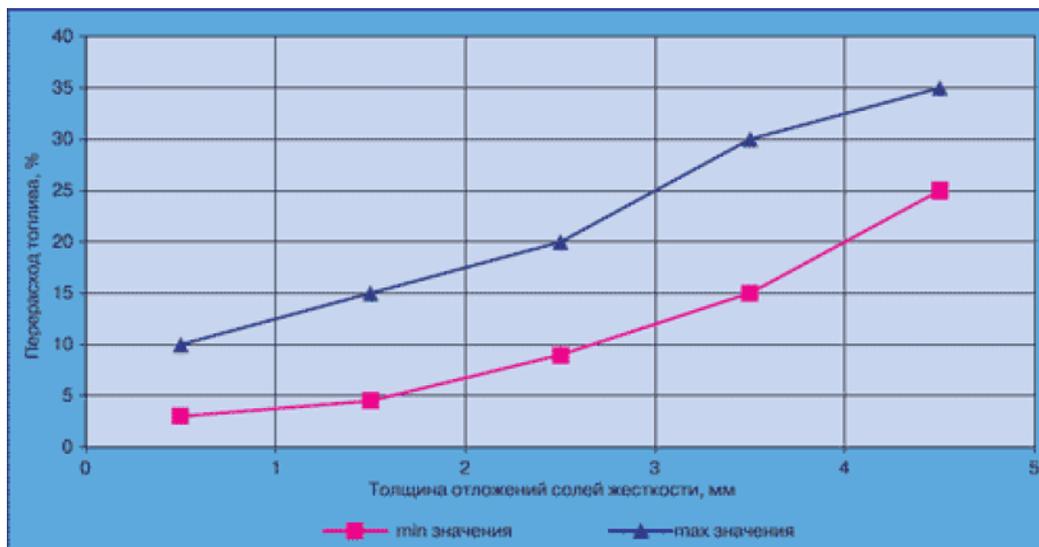


Рисунок 6.2 – Перерасход топлива в зависимости от толщины слоя накипи на поверхности нагрева

Слой отложений солей жесткости при толщине 5 мм может быть причиной перерасхода топлива на величину до 30%, а отложения толщиной 10 мм - повышают расход в два раза.

Еще одним важным аспектом вредного влияния накипи служит повышение рабочей температуры стенки водогрейной трубы. На рисунке 6.3. представлена зависимость температуры стенки водогрейной экранной трубы, размещенной в топочном пространстве (температура 1100 °С), от толщины слоя накипи. Данные представлены для различных величин теплопроводности накипи.

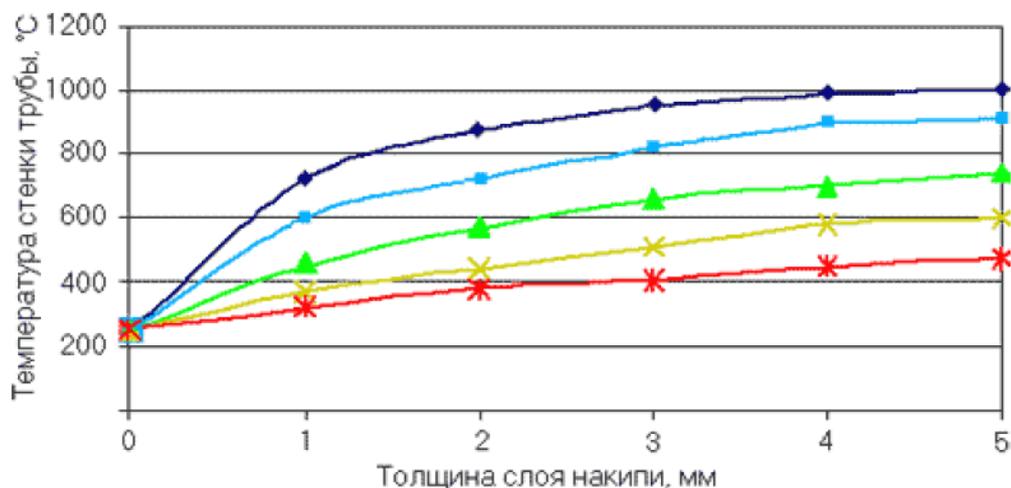


Рисунок 6.3 – Влияние толщины накипи, ее теплопроводности на стенки трубы

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

13.03.01.2020.017.13.ПЗ

Лист

48

6.2 Борьба с проблемой накипеобразования

Для предотвращения образования отложений солей жесткости предложено использовать устройство под названием ЭКОФОР, которое снижает интенсивность накипеобразования, постепенно устраняет существующую накипь и предотвращает внутренние поверхности поверхностей нагрева от отложений.

Технические характеристики прибора представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Технические характеристики ЭКОФОР

Напряжение питающей сети	220-240 В
Частота тока	50-60 Гц
Потребляемый ток (не более)	0,5 А
Режим работы	Длительный
Масса (не более)	8 кг
Исполнение устройства по степени защиты	IP65

Принцип работы устройства следующий: на внутренних стенках поверхностей нагрева котлов в результате адгезии, силы которой имеет электростатическую составляющую, образуются отложения солей жесткости, которые снижают теплоотдачу. Устройство уменьшает электростатическую составляющую адгезии, являющейся одной из основных причин образования накипи, за счет специально организованной нейтрализации этой электростатической составляющей. Нагрев воды в котле при этом интенсифицируется. Таким образом накипь постепенно разрушается, превращается в шлам. Теплоотдача повышается. Образуется магнетитовая пленка, которая продолжает находиться под воздействием устройства, защищает поверхность от накипи и коррозии [27].

Конструктивно устройство выполнено в виде металлического ящика с двумя отсеками. Часть устройства снабжена козырьком для исключения попадания солнечного света, дождя и снега на элементы световой индикации. На крышке верхнего отсека устройства установлены выключатель и световой индикатор “ПИТАНИЕ” а также кнопочный выключатель и световой индикатор “КОНТРОЛЬ” для контроля исправности линии, соединяющей устройство с объектом.

В нижнем отсеке устройства под крышкой установлены защитные предохранители и клеммный набор для подключения проводов питания.

Устройство содержит трансформатор, конвертер, выключатель питания, кнопочный выключатель, световые индикаторы, плату соединительную и клеммный набор. Конвертер обеспечивает более полное снятие электрических зарядов с поверхностей нагрева.

					13.03.01.2020.017.13.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		49

6.3 Испытание эффективности работы устройства «Экофор»

Испытание эффективности работы противонакипного устройства «Экофор» для подтверждения заявленных характеристик, обеспечивающих отталкивание катионов солей жесткости от внутренней части металлических труб поверхностей нагрева проводились на водогрейном котле ПТВМ-50 котельной №2 ПАО «Ашинский метзавод».

Базовыми критериями, по которым проводилась оценка эффективности работы устройства, служили:

1. Контрольные срезы.

В январе 2017г. был произведен анализ внутренних поверхностей нагрева труб фронтального экрана топки, на количество отложений после проведенной химической промывки котла. Эти данные были приняты за начальные параметры степени загрязненности поверхностей нагрева.

Устройство было установлено 15.08.2017 на котле ПТВМ-50, подключено к верхнему коллектору на фронтном экране. Проверка работоспособности данного устройства проводилась ежедневно, кратковременным нажатием кнопки «Сеть» (включался зеленый сигнал – цепь не оборвана).

В процессе эксплуатации котлов в мае 2018 и в феврале 2019 проведены вырезки контрольных образцов. Результаты контрольных срезов представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Результаты контрольных срезов

Дата	Количество отложений г/м ²
2017	23,88
2018	545,5
2019	1010,5

Таким образом, скорость образования отложений для котла ПТВМ-50 составила 130,7 г/м² на 1000 часов работы. Скорость образования отложений до установки устройства составляла 147 г/м² на 1000 часов работы.

2. Температура уходящих газов.

Данные были собраны в период с января 2018 по январь 2019 года и сравнены с аналогичным периодом прошлого года. Фиксировалась температура уходящих газов в 10 различных промежутков времени с выработкой котлов 37 Гкал/ч. Результаты сравнения представлены на рисунке 6.4.

					13.03.01.2020.017.13.ПЗ	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

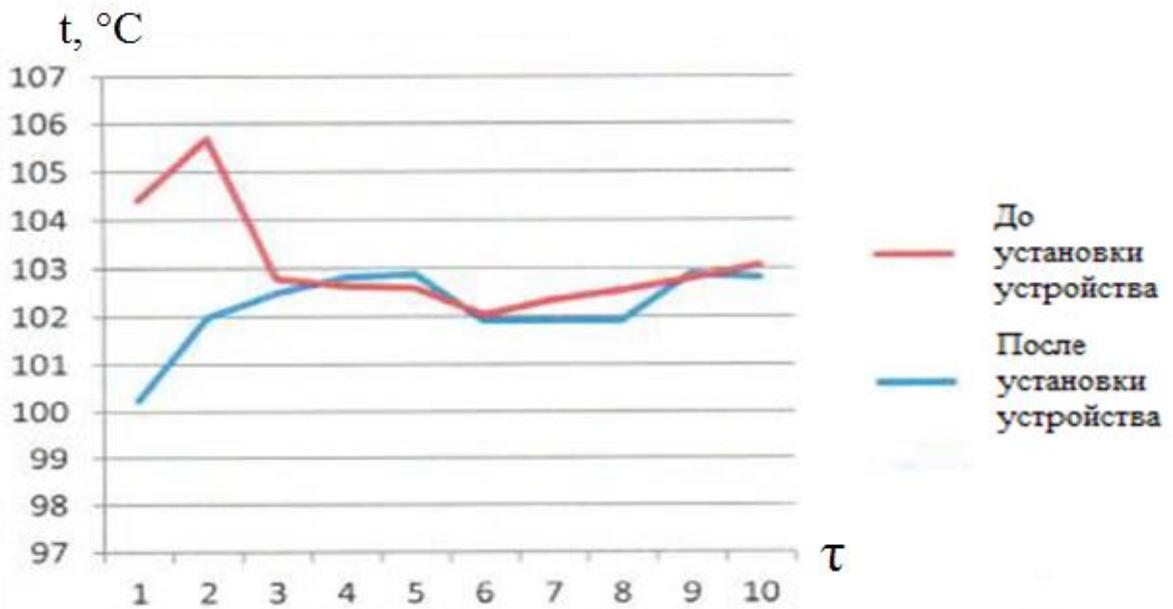


Рисунок 6.4 – Сравнение температуры уходящих газов котла ПТВМ-50 до и после установки устройства «Экофор»

3. Гидравлическое сопротивление котла.

Анализ был выполнен аналогично предыдущему пункту. Результаты анализа представлены на рисунке 6.5.

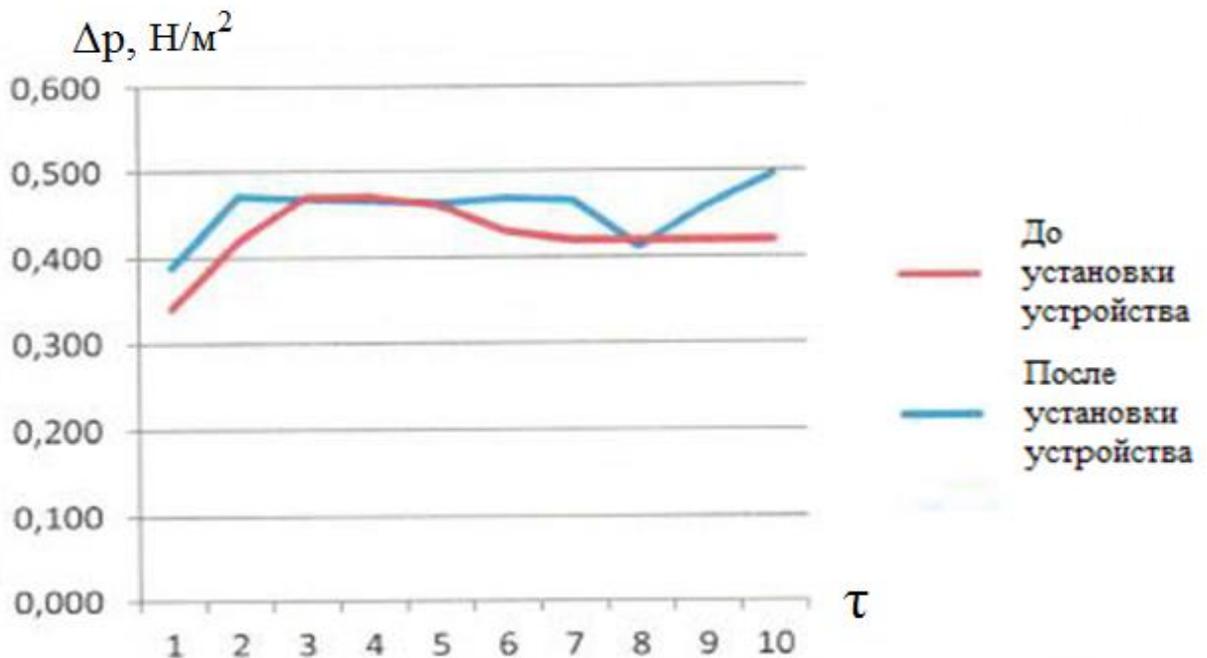


Рисунок 6.5 – Сравнение гидравлического сопротивления котла ПТВМ-50 до и после установки устройства «Экофор»

4. Изменение температуры сетевой воды на выходе из котла. (Анализ был выполнен аналогично предыдущим пунктам)

Сравнение температуры сетевой воды на выходе из котла до и после установки устройства «Экофор» представлено на рисунке 6.6.

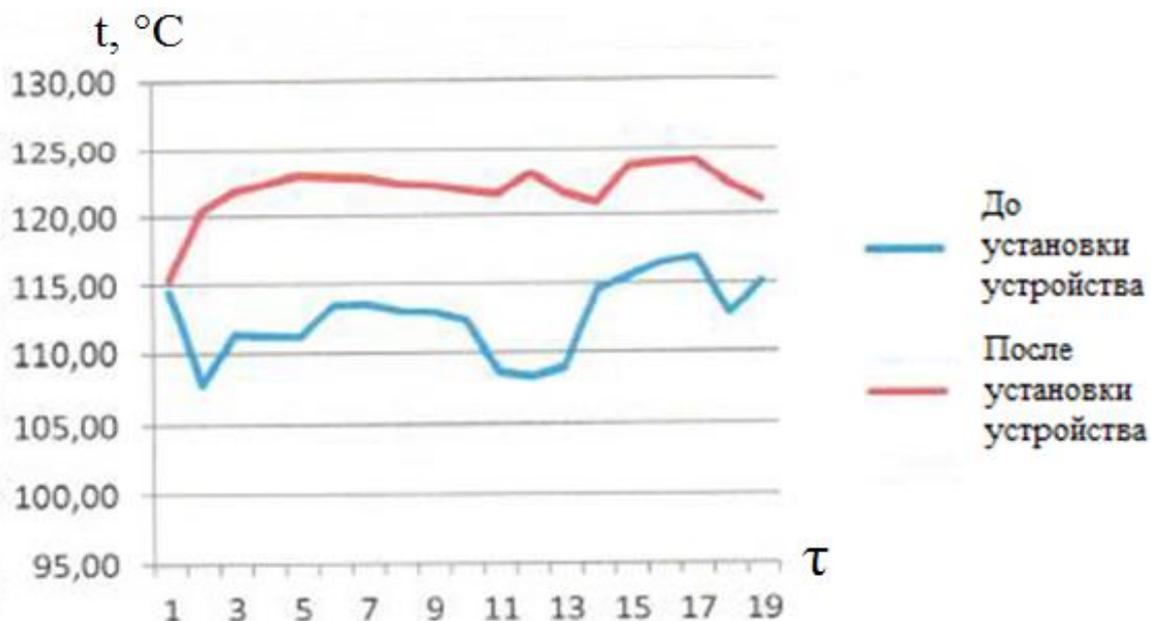


Рисунок 6.6 – Сравнение температуры сетевой воды на выходе из котла до и после установки устройства «Экофор»

5. Скорость коррозии.

Анализ скорости образования коррозии до и после установки устройства «Экофор» представлен в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Анализ скорости коррозии

Дата	Показатель коррозии
2015	На поверхности незначительная точечно-язвенная коррозия
2016	На поверхности точечно-язвенная коррозия. Язвы диаметром до 1 мм. Глубиной до 1 мм.
2017	На поверхности точечно-язвенная коррозия. Язвы диаметром до 2 мм. Глубиной до 1 мм.
2018	На поверхности точечно-язвенная коррозия. Язвы диаметром до 2 мм. Глубиной до 1 мм.
2019	На поверхности точечно-язвенная коррозия. Язвы диаметром до 2 мм. Глубиной до 1 мм.

Исходя из оценки базовых критериев можно сделать вывод, что с установкой устройства «Экофор» скорость обзарования накипи уменьшилась, коэффициент теплоотдачи сохранился на прежнем уровне. Постоянное значение температуры уходящих газов свидетельствует о сохранении коэффициента теплоотдачи на прежнем уровне. Постоянное значение гидравлического сопротивления котла свидетельствует о сохранении проходного сечения нагревательного тракта котла. Температура воды на выходе изменилась незначительно. Коррозия котельного агрегата с установкой устройства уменьшилась. Таким образом, можно сказать, что установка данного устройства целесообразна.

6.4 Расчет срока окупаемости устройства «Экофор»

По полученным данным можно сделать вывод: необходимость в кислотной промывке котла, на котором установлено устройство «Экофор» снижается в 2,3 раза.

Ниже приведены затраты на проведение химической промывки котельного агрегата (по данным 2018г):

Стоимость ингибированной соляной кислоты – 64 794,80 руб.; стоимость едкого натра для нейтрализации кислоты – 8 905,10 руб.; стоимость работ по демонтажу и монтажу тепловой изоляции нижних коллекторов для проведения восстановительных работ – 87 512,20 руб.; восстановительные работы по вскрытию и чистке коллекторов, ремонту дренажей, проведение контрольных вырезок до и после кислотной промывки, оформление сварочной документации – 234 176,56 руб.; контроль металла и проведение исследования металла экранной трубы - 21 905,69 руб.; стоимость материала, примененного в процессе ремонта (давальческий материал Заказчика) – 13 025 руб.

Итого: $64794,85 + 8905,01 + 87\,512,11 + 234\,176,56 + 13025 = 430\,319,30$ руб.

По результатам анализа скорости образования отложений, проведение кислотной промывки планируется ежегодно после прохождения отопительного периода.

Кислотная промывка негативно сказывается на металлических поверхностях нагрева котла, частое проведение кислотной промывки разъедает поверхности труб и стыки сварки. В последствии это может привести к большим затратам на замену труб экранных и «хвостовых» поверхностей нагрева.

Стоимость устройства составляет 627 000 руб.

Затраты на химическую промывку котла за 2 года без устройства «Экофор» составят $430\,319,30 \cdot 2 = 860638,44$ руб.

Затраты на кислотную промывку котла за 2 года с устройством «Экофор» составят 430 319,30 руб.

Таким образом, за 2 года экономия составляет 430 319,30 руб., срок окупаемости устройства составит 3 года.

					<i>13.03.01.2020.017.13.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		53

7 КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ И АВТОМАТИКА

7.1 Безопасность производственных процессов и оборудования

Необходимо контролировать все параметры, значения которых позволяют оперативно производить изменения в производственном процессе, управлять его пуском и остановкой. Таковыми являются все рабочие параметры и выходные значения, а также входные параметры, изменения которых могут повлечь за собой неисправность оборудования. Кроме того, необходимо контролировать параметры, значения которых задаются технологической картой.

Таким образом, необходимо контролировать следующие регулируемые параметры:

- расход обратной воды в трубопроводе;
- температуру воды в обратном трубопроводе;
- температуру воды в подающем трубопроводе;
- давление воздуха;
- концентрацию кислорода в дымовых газах;
- разряжение в камере сгорания котельного агрегата;
- температуру воды в коллекторе.

Также необходим контроль за следующими параметрами:

- расход газа;
- давление воды на входе и выходе из котла;
- расход воды в подающем трубопроводе;
- расход воды в коллекторе;
- давление воздуха за дутьевым вентилятором;
- давление природного газа;
- разряжение перед дымососом;
- концентрация природного газа в помещении;
- пламя.

Существует необходимость контроля расхода природного газа и воды, так как без этих значений невозможно проведение расчета технико-экономических показателей котельного агрегата. Для определения расхода воды через котельный агрегат необходим контроль давления воды.

Энтальпия продуктов сгорания определяется по температуре уходящих газов, поэтому необходимо наличие устройства по снятию показаний температуры дымовых газов.

Необходим контроль работой дутьевого вентилятора. Контроль его работы производится по давлению воздуха за дутьевым вентилятором. Например, когда вентилятор выключен или сломан – давление падает, как следствие пламя может погаснуть или произойти отрыв факела. Отрыв факела в горелке происходит тогда, когда в топку не поступает достаточное количество воздуха от вентилятора. Следствием погасания пламени является пониженное давление природного газа. Если вовремя не отключить подачу газа – может произойти взрыв.

					13.03.01.2020.017.13.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		54

При высоком разряжении в газоходе возрастают присосы наружного воздуха через неплотности в обмуровке, соответственно потери возрастают, поэтому пламя необходимо контролировать. Из-за высоких присосов воздуха, условия теплопередачи ухудшаются, увеличиваются потери с дымовыми газами, производительность снижается. Таким образом, необходимо контролировать разряжение перед дымососом.

Воздействие метана вредно и опасно для жизни человека, он оказывает токсическое воздействие и ухудшает состояние человека. Кроме того, метан взрывоопасен при источнике открытого огня. В результате необходимо следить за процессом горения в камере сгорания и работой горелок. Также требуется контроль концентрации природного газа в помещении. Для наблюдения за концентрацией природного газа в котельной требуется локальный мониторинг с сигнализацией на пульте оператора котельной. Поэтому был выбран оптико-акустический газоанализатор типа ГИАМ-14. Данный газоанализатор оснащен показывающей и звуковой сигнализацией. В топочной камере контроль и сигнализация за пламенем осуществляется с помощью устройства контроля пламени типа Ф34.2.

Сигнализацией должны быть оснащены те параметры, изменение которых могут привести к авариям, несчастным случаям или серьезным нарушениям технологического режима. Такими параметрами являются:

- повышение температуры за котельной установкой;
- увеличение и снижение давления природного газа;
- снижение давления воды в обратном трубопроводе;
- погасание пламени;
- повышение концентрации метана в помещении;
- снижение давления воздуха;
- повышение разряжения дымовых газов;
- снижение расхода природного газа;
- повышение концентрации кислорода в дымовых газах.

Когда срабатывает сигнализация, персонал должен принять меры для устранения отклонений в работе оборудования. Если принятые меры неэффективны и показатели достигают аварийных значений, должна сработать система противоаварийной защиты.

Противоаварийная защита срабатывает в следующих ситуациях:

- повышение температуры за котельной установкой;
- увеличение или уменьшение давления воды за котлом;
- снижение давления воздуха;
- повышение или снижение давления природного газа;
- повышение разряжения в камере сгорания;
- повышение давления обратной воды;
- гашение пламени в топочной камере.

Защита прекращает подачу топлива в котел при отклонении от нормы любого параметра из тех, что перечислены выше.

					<i>13.03.01.2020.017.13.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		55

7.2 Обоснование выбора средств автоматизации

Средства автоматизации следует выбирать в соответствии с Государственной системой приборов. Выбор типа автоматического устройства осуществляется с учетом характеристик объекта управления и принятой системы управления. Предпочтение следует отдавать в пользу устройств одного типа, централизованным и доступным устройствам, что значительно упростит поставку и эксплуатацию. Средства автоматизации следует выбирать исходя из экономичности, но нельзя забывать о том, что выбор должен быть технически грамотным.

Процесс нагрева воды не относится к числу пожаро- и взрывоопасных, поэтому было решено использовать автоматизацию, работающую от электричества. Электрические приборы точнее и быстрее, чем пневматические. Источник энергии электрической автоматизации проще и надежнее. Также нет ограничений на расстояние между усилителем и приводом.

Электрические регуляторы позволяют легко суммировать различные импульсы. Система контрольно-измерительных приборов и автоматики устроена по блочно-модульному принципу. Связь между блоками и модулями осуществляется с использованием сигналов постоянного тока, а точный сигнал легче преобразовать, суммировать и использовать повторно. Для регулирования используются регуляторы РС29. Они имеют высокую точность и выполняют следующие функции: масштабирование сигнала от датчика, алгебраическое суммирование, ввод сигнала задачи, формирование и усиление сигнала. Устройство имеет световую индикацию конечных параметров.

Измерительные преобразователи типа «Сапфир-22» различных модификаций используются в качестве датчиков расхода и давления, поскольку они имеют звуковой сигнал, который может передаваться как на главный, так и на вторичный прибор.

7.3 Средства автоматизации. Регулирование температуры воды в подающем и обратном трубопроводе

Температура воды в подающем трубопроводе является важным показателем эффективности работы оборудования, поэтому необходима высокая точность ее измерения. В качестве чувствительного элемента используется платиновый термостойкий проводник типа ТСП-1088гр100П, так как он имеет высокую точность измерения температуры. Регулирование температуры воды в подающем трубопроводе осуществляется путем изменения подачи природного газа. Вторичным устройством было выбрано ДЖК-250-1231. Основным регулятором является терморегулятор типа РС 292.22.

В обратном трубопроводе высокая точность измерения температуры не требуется, поэтому был выбран медный датчик типа ТСМ-1088гр50М. В качестве вторичного устройства выбран ДЖК 250-1231.

					13.03.01.2020.017.13.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		56

7.4 Средства автоматизации. Регулирование разряжения в топке

Необходимо контролировать давление природного газа в топочной камере, так как разряжение в топке может вызвать угасание пламени. Основой для автоматического регулирования разряжения в топке котла служит удаление дымовых газов. В качестве регулятора разряжения используется РС 29.0.12. Выбран вакуумный преобразователь типа Сапфир-22ДВ-2220. Выбран измерительный преобразователь типа Сапфир-22 ДД-2441.

При падении расхода, давление падает по квадратичной зависимости. Для устранения этой зависимости используется блок извлечения квадратного корня БИК-1. Данный блок преобразует квадратичную зависимость в линейную.

7.5 Средства автоматизации. Расход газа. Разряжение перед дымососом

Для автоматического контроля расхода газа и сигнализации применен датчик типа ДКС 10-150, представляющий собой камерную диафрагму. Используется взрывозащищенный измерительный преобразователь типа Сапфир-22ДД-ВМ-2434. В системе автоматического контроля давления воды в подающем и обратном трубопроводе, давления воздуха и давления газа использован датчик давления типа ДМ 2010С в сочетании с манометрами типа МПЗ-У. датчик давления оснащен сигнализацией.

Для автоматического управления и сигнализации разряжения перед дымососом используется вакуумметр ДВ2010Сr, оснащенный сигнализацией. В системе автоматического регулирования расхода воды в подающем трубопроводе и расхода воды в коллекторе в качестве датчика используется камерная диафрагма типа ДКС10-150. Измерительным преобразователем выбран Сапфир-22ДД-2441.

При падении расхода, давление падает по квадратичной зависимости. Для устранения этой зависимости используется блок извлечения квадратного корня БИК-1. Вторичным прибором служит датчик контроля дымовых газов ДЖК 250-1221 с платиновым термопреобразователем сопротивления типа ТСП-1188-01.

					<i>13.03.01.2020.017.13.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						57
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		

8 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ

Дымовые трубы служат для рассеивания продуктов сгорания в окружающей среде, что позволяет защитить атмосферу от загрязняющих веществ. После выхода из трубы, на уходящие газы начинают действовать метеорологические условия, т.е. температура наружного воздуха, атмосферное давление, скорость ветра и направление движения воздушных масс, а также расположение других источников выбросов. Помимо вышеперечисленного, на рассеивание продуктов сгорания влияет их химический состав.

На перемещение загрязняющих веществ в горизонтальной плоскости влияет в основном скорость ветра, а в вертикальной – распределения температур по вертикали.

Поведение факела дымовых газов выходящих из трубы является очень сложной физико-математической задачей. В зависимости от метеоусловий вид факела может быть разнообразным (вертикальный столб над трубой; компактная горизонтальная струя, тянущаяся за трубой и т.д.).

Основной эффект рассеивания связан молекулярной и турбулентной диффузией.

Динамическая диффузия связана с движением воздушных масс и не зависит от распределения температур. В нижних слоях атмосферы динамическая диффузия возникает за счет неровности рельефа местности.

Термическая диффузия связана с градиентом температур по высоте. Метеоситуация в данный момент времени складывается из факторов:

1) Ветер (направление и скорость ветра изменяются, поэтому зависимость концентрации загрязняющего вещества от направления ветра имеет важное значение при размещении промышленного предприятия);

2) Осадки (способствуют удалению загрязняющих веществ из атмосферы, но в то же время они переносят эти загрязняющие вещества в почву, водоемы, растительность и различные сооружения);

3) Длительные плотные туманы (свидетельствуют о застое в атмосфере, могут привести к образованию смога);

4) Температурная стратификация атмосферы (распределение температуры по высоте).

Наиболее благоприятным условием рассеивания уходящих газов в атмосфере является неустойчивое метеорологическое состояние, которое сопровождается интенсивным перемешиванием объемов воздуха по вертикали. Устойчивое состояние ухудшает рассеивание загрязняющих веществ, поэтому является наиболее неблагоприятным. Зона максимальной концентрации вредных выбросов в приземном слое атмосферы располагается на некотором расстоянии от источника выбросов (дымовой трубы).

Содержание загрязняющих веществ в приземном слое можно считать удовлетворительным, если расчетная максимальная концентрация меньше либо равна предельно-допустимой концентрации (ПДК).

					13.03.01.2020.017.13.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		58

В процессе сжигания природного газа, помимо других вредных примесей, образуются высокотоксичные окислы азота: NO и NO₂. Окислы азота вредно воздействуют на органы дыхания живых организмов и вызывают ряд серьезных заболеваний, а также разрушительно действуют на оборудование и материалы, способствуют ухудшению видимости.

Окислы азота образуются за счет окисления азота, содержащегося в топливе и воздухе. Окислы азота содержатся в продуктах сгорания всех видов топлива. В результате горения, в топке образуется в основном окись азота NO (более 95%). Двуокись азота NO₂ образуется в следствие доокисления NO при низких температурах на открытом воздухе и требует значительного времени.

Отходящие газы от любых промышленных источников подлежат рассеиванию в атмосфере, даже если они не содержат токсичных веществ.

Окислы азота ядовиты. Чтобы уменьшить количество образующихся окислов азота необходимо реализовать мероприятия, которые направлены на:

- 1) снижение температуры горения;
- 2) уменьшение времени пребывания продуктов сгорания в зоне высоких температур;
- 3) создание зон реакций с восстановительной атмосферой, при этом коэффициент избытка воздуха должен быть меньше 1.

Для сокращения выбросов в атмосферу окислов азота дымовыми газами проводят следующие мероприятия:

- 1) принцип ступенчатого сжигания топлива;
- 2) использование горелок с низким выбросом NO_x. Снижает выбросы NO_x для котлов, работающих на угле – до 50%, для газомазутных котлов – до 60%;
- 3) введение в камеру сгорания инертных разбавителей: впрыск воды или пара, создание парогазовой смеси (снижение концентрации NO_x в 2-3 раза);
- 4) рециркуляция дымовых газов;

Все эти мероприятия сравнительно малозатратные, их применяют для обеспечения нормированных выбросов NO_x.

8.1 Исходные данные для расчета

Дымовая труба, используемая котельной №2 ТЭЦ ПАО «Ашинский Метзавод» имеет высоту $H_1 = 120$ м, диаметр устья дымовой трубы $D_0 = 3$ м.

Расчет вредных выбросов дымовой трубы произведен для средней температуры воздуха самого жаркого месяца в полдень, так как при данных условиях рассеивание вредных выбросов наихудшее, $t_b = +22,8$. Атмосферное давление $P_{атм} = 99,5 \cdot 10^3$ Па. Дымовая труба рассеивает уходящие газы следующих котельных агрегатов: два котла ПТВМ-50 с расходом топлива $V_1 = V_2 = 1,86$ м³/с; два котла Е-30-37 с расходом топлива $V_3 = V_4 = 1,16$ м³/с; котел Е-50-3,9-440ГМ с расходом топлива $V_5 = 1,93$ м³/с; котел Е-50-1,4-350ГМ с расходом топлива $V_6 = 1,91$ м³/с; котел БМ-35 с расходом топлива $V_6 = 1,35$ м³/с. Температура уходящих газов на выходе из дымовой трубы равна $t_{yx} = 180^\circ\text{C}$.

					<i>13.03.01.2020.017.13.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		59

Топливом служит природный газ с низшей теплотой сгорания $Q_H^p = 33,52 \text{ МДж/м}^3$. Химический состав представлен в таблице 8.1:

Таблица 8.1 – Характеристика топлива

Элемент	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	CO ₂	N ₂
Процентное содержание, %	97,196	0,835	0,427	0,133	0,035	0,143	1,231

8.2 Определение объемов продуктов сгорания топлива

Теоретическое количество воздуха, необходимого для полного сгорания топлива (8.1) [7]:

$$V^0 = 0,0476 \cdot \left[0,5 \cdot (CO + H_2) + 1,5 \cdot H_2S + 2 \cdot CH_4 + \sum (m + \frac{n}{4}) \cdot C_m H_n - O_2 \right] \quad (8.1)$$

$$V^0 = 0,0476 \cdot \left[0,5 \cdot (0 + 0) + 1,5 \cdot 0 + 2 \cdot 97,196 + (2 + \frac{6}{4}) \cdot 0,835 + (3 + \frac{8}{4}) \cdot 0,427 + (4 + \frac{10}{4}) \cdot 0,133 + (5 + \frac{12}{4}) \cdot 0,035 \right] = 9,548 \frac{\text{м}^3 \text{ воздуха}}{\text{м}^3 \text{ топлива}}$$

Теоретический объем двухатомных газов (8.2):

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot V^0 + 0,008 \cdot N_2 \quad (8.2)$$

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot 9,548 + 0,008 \cdot 1,231 = 7,553 \frac{\text{м}^3 \text{ газов}}{\text{м}^3 \text{ топлива}}$$

Объем трёхатомных газов (8.3):

$$V_{RO_2} = 0,01 \cdot (CO_2 + CO + H_2S + m \cdot C_m H_n) \quad (8.3)$$

$$V_{RO_2} = 0,01 \cdot (0,143 + 0 + 0 + 1 \cdot 97,196 + 2 \cdot 0,835 + 3 \cdot 0,427 + 4 \cdot 0,133 + 5 \cdot 0,035) = 1,00997 \frac{\text{м}^3 \text{ газов}}{\text{м}^3 \text{ топлива}}$$

Теоретический объем водяных паров (8.4):

$$V_{H_2O}^0 = 0,01 \cdot (H_2S + H_2 + \sum \frac{1}{2} \cdot n \cdot C_m H_n + 0,124 \cdot d_2) + 0,0161 \cdot V^0 \quad (8.4)$$

$$V_{H_2O}^0 = 0,01 \cdot (0 + 0 + \frac{4}{2} \cdot 97,196 + \frac{6}{2} \cdot 0,835 + \frac{8}{2} \cdot 0,427 + \frac{10}{2} \cdot 0,133 + \frac{12}{2} \cdot 0,035 + 0,124 \cdot 10) + 0,0161 \cdot 9,548 = 2,16 \frac{\text{м}^3 \text{ газов}}{\text{м}^3 \text{ топлива}}.$$

Расчет объемного расхода дымовых газов ведется для $\alpha = 1,095$.

Рассчитывается теоретический объем воздуха, необходимый для сжигания 1 м³ топлива.

Действительный объем азота определяем по (8.5) [7]:

$$V_{N_2} = V_{N_2}^0 + (a_{cp} - 1) \cdot V^0 \quad (8.5)$$

$$V_{N_2} = 7,553 + (1,095 - 1) \cdot 9,548 = 8,459 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}.$$

Действительный объем водяных паров определяем по (8.6):

$$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,0161 \cdot (a_{cp} - 1) \cdot V^0 \quad (8.6)$$

$$V_{H_2O} = 2,16 + 0,0161 \cdot (1,095 - 1) \cdot 9,548 = 2,174 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Значение действительного суммарного объема продуктов сгорания (8.7):

$$V_z = V_{RO_2} + V_{N_2}^0 + (a_{cp} - 1) \cdot V^0 + V_{H_2O}^0 + 0,0161 \cdot (a_{cp} - 1) \cdot V^0 \quad (8.7)$$

$$V_z = 1,00997 + 7,553 + (1,095 - 1) \cdot 9,548 + 2,16 + 0,0161 \cdot (1,095 - 1) \cdot 9,548 = 11,645 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}.$$

Объем продуктов сгорания, образующихся при работе двух котлов ПТВМ-50 (8.8):

$$V_n = V_z \cdot \sum B_i \quad (8.8)$$

$$V_n = 11,645 \cdot (1,86 + 1,86 + 1,16 + 1,16 + 1,93 + 1,72 + 1,35) = 128,56 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Объем продуктов сгорания, образующихся при сжигании топлива при условиях выхода из дымовой трубы (8.9):

$$V_p = \frac{P_n \cdot V_n \cdot T_p}{P_p \cdot T_n}, \quad (8.9)$$

					13.03.01.2020.017.13.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		61

где $T_p = 180^\circ\text{C} = 453,15 \text{ K}$ – средняя температура уходящих газов.

$$V_p = \frac{760 \cdot 128,56 \cdot 453,15}{746,3 \cdot 273,15} = 217,19 \text{ м}^3/\text{с}.$$

8.3 Расчет выбросов окислов азота

В топочной камере образуется в основном окись азота NO (более 95%). Образование двуокси азота NO₂ за счет окисления NO происходит при низких температурах и требует значительного времени. Выброс окислов азота рассчитывается по (8.10) [11]:

$$M_{NO_2} = 0,034 \cdot \beta_1 \cdot k \cdot V_p \cdot \rho \cdot \eta_{к.а} \cdot Q_n^p \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) \cdot \beta_3, \quad (8.10)$$

где $\beta_1 = 0,85$ – безразмерный поправочный коэффициент, учитывающий влияние на выход окислов азота качества сжигаемого топлива;

$\beta_3 = 0,85$ – коэффициент, учитывающий конструкцию горелок;

k – коэффициент, характеризующий выход окислов азота на единицу сожженного топлива;

$\rho = 0,73 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ – плотность топлива.

Для водогрейных котлов (8.11):

$$k = \frac{25 + Q_\phi}{20 + Q_n} \quad (8.11)$$

$$k = \frac{25 + 50}{20 + 50} = 1,07.$$

Для паровых котлов (8.12):

$$k = 3,5 \cdot \frac{D_\phi}{70}, \quad (8.12)$$

где D_ϕ – фактическая производительность котла, т/ч.

Для котлов Е-30-37 по формуле (8.12):

$$k = 3,5 \cdot \frac{30}{70} = 1,5$$

					13.03.01.2020.017.13.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		62

Для котлов Е-50-3,9-440ГМ и Е-50-1,4-350ГМ по формуле (8.12):

$$k = 3,5 \cdot \frac{50}{70} = 2,5$$

Для котла БМ-35 по формуле (8.12):

$$k = 3,5 \cdot \frac{35}{70} = 1,75$$

Тогда по (8.10) определим выброс окислов азота от котлов ПТВМ-50:

$$M_{NO_2} = 0,034 \cdot 0,85 \cdot 1,07 \cdot 1,86 \cdot 0,73 \cdot 0,93 \cdot 33,52 \cdot \left(1 - \frac{0}{100}\right) \cdot 0,85 = 1,12 \frac{\text{г}}{\text{с}}$$

Для котлов Е-30-37 по формуле (8.10):

$$M_{NO_2} = 0,034 \cdot 0,85 \cdot 1,5 \cdot 1,16 \cdot 0,73 \cdot 0,93 \cdot 33,52 \cdot \left(1 - \frac{0}{100}\right) \cdot 0,85 = 0,973 \frac{\text{г}}{\text{с}}$$

Для котла Е-50-3,9-440ГМ по формуле (8.10):

$$M_{NO_2} = 0,034 \cdot 0,85 \cdot 2,5 \cdot 1,93 \cdot 0,73 \cdot 0,939 \cdot 33,52 \cdot \left(1 - \frac{0}{100}\right) \cdot 0,85 = 2,723 \frac{\text{г}}{\text{с}}$$

Для котла Е-50-1,4-350ГМ по формуле (8.10):

$$M_{NO_2} = 0,034 \cdot 0,85 \cdot 2,5 \cdot 1,91 \cdot 0,73 \cdot 0,94 \cdot 33,52 \cdot \left(1 - \frac{0}{100}\right) \cdot 0,85 = 2,698 \frac{\text{г}}{\text{с}}$$

Для котла БМ-35 по формуле (8.10):

$$M_{NO_2} = 0,034 \cdot 0,85 \cdot 1,75 \cdot 1,35 \cdot 0,73 \cdot 0,933 \cdot 33,52 \cdot \left(1 - \frac{0}{100}\right) \cdot 0,85 = 1,325 \frac{\text{г}}{\text{с}}$$

Скорость выхода газов из устья трубы (8.13):

$$w_0 = \frac{4 \cdot V_p}{\pi \cdot D_0^2} \quad (8.13)$$

					13.03.01.2020.017.13.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		63

$$w_0 = \frac{4 \cdot 217,19}{3,14 \cdot 3^2} = 30,74 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

Коэффициент m определяется в зависимости от параметра f (8.14):

$$f = \frac{10^3 \cdot w_0^2 \cdot D_0}{H^2 \cdot \Delta T}, \quad (8.14)$$

где ΔT – разность температур уходящих газов и атмосферного воздуха (8.15):

$$\Delta T = T_{yx} - T_e \quad (8.15)$$

$$\Delta T = 180 - 22,8 = 157,2$$

$$f = \frac{10^3 \cdot 30,74^2 \cdot 3}{120^2 \cdot 157,2} = 1,25$$

При $f \leq 100$ коэффициент m определяется (8.16):

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{f} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{f}} \quad (8.16)$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{1,25} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{1,25}} = 0,87.$$

Концентрация NO_2 (8.17):

$$C_m = \frac{A \cdot M \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V \cdot \Delta T}}, \quad (8.17)$$

где V – полный расход дымовых газов в устье трубы, $\text{м}^3/\text{с}$;

$A = 160$ – коэффициент, учитывающий рассеивающие свойства атмосферы при неблагоприятных метеорологических условиях;

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

$\eta = 1$ – поправочный коэффициент на рельеф;

m и n – коэффициенты, учитывающие подъем факела над трубой [11].

ΔT – разность температур наружного воздуха и дымовых газов.

					13.03.01.2020.017.13.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		64

$$C_m = \frac{160 \cdot (1,12 + 1,12 + 0,973 + 0,973 + 2,723 + 2,698 + 1,325) \cdot 1 \cdot 0,87 \cdot 1 \cdot 1}{120^2 \cdot \sqrt[3]{217,19 \cdot 157,2}} = 0,00326$$

мг/м³.

Полученное значение не превышает ПДК_{NO₂} = 0,085 мг/м³. Расчет выполнен без учета фоновой концентрации, создаваемой другими трубами завода.

					<i>13.03.01.2020.017.13.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		65

9 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

В котельной №2 ТЭЦ ПАО «Ашинский метзавод» установлено следующее оборудование: котёл ПТВМ-50, предназначенный для нагрева сетевой воды до 120°C с давлением 14 кг/см², и парогенератор ГМ-50-14/250 с температурой перегретого пара 250°C и давлением 14 кг/см². При реконструкции котельной предлагается заменить котел ГМ-50-14/250 на ПТВМ-50.

В котельной также установлено вспомогательное оборудование: насосы подпиточной и сырой воды, катионное установки, а также подогреватели сетевой воды и др. Основное топливо – природный газ. Резервное топливо – мазут.

Котельная автоматизирована, сигнал о неполадках в работе поступает на пульт оператора котельной. Оператор котельной незамедлительно должен сообщить о неполадках ответственному лицу и принять меры по устранению аварийной ситуации в соответствии с планом ликвидации и локализации аварийных ситуаций.

9.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Основными вредными производственными факторами на рабочем месте дежурного оператора автоматизированной котельной являются:

Физические факторы:

- тепловое излучение от нагретых поверхностей, таких как подогреватели сетевой воды, трубопроводы горячей воды;
- повышенная температура воздуха и пониженная влажность (менее 40%) рабочей зоны;
- повышенный уровень шума ввиду перепадов давления в трубопроводе, движения газа с высокой скоростью в газопроводах, работы предохранительных клапанов и другого оборудования;
- повышенный уровень вибрации, возникающий при работе котельных агрегатов, насосов подпиточной и сырой воды.

Травмоопасные производственные факторы:

- оборудование, работающее под высоким давлением;
- вращающиеся механизмы: насосы подпиточной и сырой воды;
- возможность поражения электрическим током;
- высокое давление теплоносителя;
- высокая температура трубопровода горячей воды.

Химические факторы:

- возможность отравления природным газом;
- возможность отравления дымовыми газами.

Психофизиологические производственные факторы:

- тяжесть труда. По уровню энергозатрат должность оператора котельной согласно ГОСТ 12.1.005-88 относится к категории I б. Более 50% рабочего времени оператор котельной проводит в фиксированной позе [15];

					13.03.01.2020.017.13.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		66

– напряженность труда. Длительность смены – 12 часов с небольшими регламентированными перерывами до 3% от рабочего времени. Монотонность труда 81-90%, длительное сосредоточенное наблюдение за терминалом. Присутствует ответственность за безопасность других лиц.

Возможные аварийные ситуации:

- утечка природного газа;
- пожар;
- взрыв котлоагрегата;
- взрыв ГРУ;
- разрыв трубопроводов горячей воды.

Для рабочего места оператора котельной, согласно СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение», установлен IV разряд зрительных работ. Поэтому освещенность для шкал измерительных приборов должна составлять не менее 50 лк, фронтов котлов не менее 20 лк, площадки обслуживания котельных агрегатов не менее 10 лк [29].

Помимо рабочего, должно быть реализовано аварийное освещение от источников питания, которые не зависят от общих электроосветительных сетей котельной. Аварийное освещение должно составлять не менее 10 лк. Величина освещенности рабочего места должна составлять не менее 200 лк при естественном и 400 лк при комбинированном освещении.

Микроклиматические, химические и психофизиологические факторы трудового процесса оператора котельной позволяют отнести его к допустимым условиям труда, а по виброакустическим факторам к вредным условиям труда 1-й степени.

9.2 Безопасность производственных процессов и оборудования

9.2.1 Электробезопасность

Электробезопасность представляет собой систему организационных мероприятий и технических средств, обеспечивающих защиту человека от опасного и вредного воздействия электрического тока, электрического поля, статического электричества и электрической дуги.

Электробезопасность должна обеспечиваться устройствами и средствами, которые включены в конструкцию производственного оборудования, приводимого в действие электрической энергией.

Конструкция производственного оборудования должна исключать накапливание зарядов статического электричества, которое может нести опасность для рабочего, а также исключить возможность возникновения пожара и взрыва.

Основными источниками возможного поражения электрическим током и его потребителями являются: приводы насосов котельного контура; приводы подпиточных насосов; щиты автоматики; пульт управления бойлерной.

					<i>13.03.01.2020.017.13.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		67

Наиболее распространенными причинами поражения электрическим током служат: прикосновение к токоведущей части; возникновение напряжения шага в результате замыкания провода на землю; повреждение изоляции; ошибки персонала.

Степень опасного и вредного воздействия электрического тока на человека зависит от:

- частоты электрического тока;
- продолжительности воздействия электрического тока на тело человека;
- пути прохождения электрического тока;
- рода, силы и величины напряжения электрического тока.

Возможными последствиями взаимодействия с электрическим током для человека могут быть:

- электротравмы, например, ожоги, механические повреждения, электроофтальмия;
- электрический удар.

Для проектирования средств и способов защиты человека от последствий взаимодействия с электрооборудованием и установками производственного и бытового назначения с постоянным и переменным током частотой 50 и 400 Гц применяют стандарт, устанавливающий предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов, протекающих через тело человека.

При нормальном режиме работы величина напряжения прикосновения и тока, согласно ГОСТ 12.1.019-2017, не должна превышать значений, указанных в таблице 9.1 [16].

Таблица 9.1 – Напряжение прикосновения и токи при нормальном режиме работы электроустановки

Род тока	U, В	I, mA
	Не более	
Переменный, 50 Гц	2,0	0,3
Переменный, 400 Гц	3,0	0,4
Постоянный	8,0	1,0

В таблице 9.1 величина напряжения прикосновения и тока приведена для продолжительности воздействия не более 10 минут за 24 часа. Данные значения для лиц, выполняющих работу в условиях температур выше 25°C и относительной влажности воздуха более 75%, должны быть уменьшены в три раза.

Продолжительность воздействия допустимых значений напряжения прикосновения и тока прикосновения приведена в таблице 9.2 [16].

Таблица 9.2 – Продолжительность воздействия допустимых значений напряжения прикосновения и тока прикосновения

Продолжительность воздействия, с	Нормируемая величина	
	Напряжение U, В	Ток I, mA
0,01÷0,08	220	220
0,1	200	200
0,3	70	70
0,6	40	40
>1,0	12	2

Помещение котельной по степени опасности поражения электрическим током относится к помещениям с повышенной опасностью. Для устранения опасности поражения электрическим током персонала применяются следующие мероприятия:

- 1) обеспечение недоступности токоведущих частей путем ограждения или расположения их на высоте не менее 6 метров;
- 2) организационные меры защиты:
 - усиленный контроль изоляции;
 - проведение инструктажа по технике безопасности;
 - проведение допуска к работе.

Применяются следующие мероприятия по устранению опасности поражения электрическим током:

- Малые напряжения;
- двойной изоляционный слой;
- электрическая блокировка электродвигателей дымососов, механизмов подачи топлива и дутьевых вентиляторов при отключении котлов;
- защитное заземление.

9.2.2 Пожаровзрывобезопасность

Котельная №2 по огнестойкости является объектом третьей степени, а по степени пожарной опасности относится к категории «Г» (умеренная пожароопасность) [17].

По взрывопожарной и пожарной опасности, согласно НПБ 105-03, котельную можно отнести к классам «А» и «Д». Класс опасности определяется исходя из вида горящих веществ и материалов. Причинами пожара могут быть [19]:

- короткое замыкание электропроводки;
- взрыв газораспределяющего устройства;
- прорыв газопровода;

Для предотвращения пожара применяются следующие мероприятия:

– выбор изоляции токоведущих частей с повышенной стойкостью к химическим взаимодействиям и сырости. Вращающиеся части изготавливают из цветного металла, или защищают взрывонепроницаемой оболочкой;

– установка взрывных клапанов на котельный агрегат;

– установка диэлектрических прокладок на газопроводе.

Согласно ФЗ №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» от 22.07.2008, здание котельной относится к классу Ф5.1 – производственные здания, сооружения, производственные и лабораторные помещения [38].

При возникновении пожара, сигнал о его возникновении подается с приборов пожарно-охранной сигнализации на щит дежурного и сопровождается звуковой и световой сигнализацией с звуковым оповещением снаружи здания. Пожарные извещатели ИПР-И устанавливаются на высоте 1,5 м у выходов из здания.

Для пожаротушения внутри помещения котельной предусмотрены:

– Для тушения возгорания, очагом которого является электрооборудование котельной – углекислотные огнетушители;

– Пожарный инвентарь (лопаты, ведра);

– Пожарные краны.

Огнетушители должны располагаться в легкодоступных, защищенных от солнца, а также нагрева местах. Ручные огнетушители должны быть навешаны на вертикальные конструкции на высоте до 1,5 м. Нормы оснащения помещений ручными огнетушителями приведены в таблице 9.3.

Таблица 9.3 – Нормы оснащения помещений ручными огнетушителями

Категория помещения	Предельная защищаемая площадь, м ²	Класс пожара	Пенные и водные огнетушители или вместимостью 10 л	Порошковые огнетушители вместимостью, л/массой огнетушащего вещества, кг			Хладоновые огнетушители вместимостью 2 л	Углекислотные огнетушители вместимостью 10 л
				2/2	5/4	10/9		
А, Б, В (Горючие газы и жидкости)	200	А	2++	-	2+	1++	-	-
		В	4+	-	2+	1++	4+	-
		С	-	-	2+	1++	4+	-
		Д	-	-	2+	1++	-	-
		(Е)	-	-	2+	1++	-	2++
В	400	А	2++	4+	2++	1+	-	2+
		Д	-	-	2+	1++	-	-
		(Е)	-	-	2++	1+	2+	2++
Г	800	В	2+	-	2++	1+	-	-
		С	-	4+	2++	1+	-	-
Г, Д	1800	А	2++	4+	2++	1+	-	-
		Д	-	-	2+	1++	-	-
		(Е)	-	2+	2++	1+	2+	2++
Общественные здания	800	А	4++	8+	4++	2+	-	4+
		(Е)	-	-	4++	2+	4+	2++

В таблице 9.3 знаком «-» обозначены огнетушители, установка которых не допускается для данных помещений, знаком «++» – огнетушители, установка которых рекомендуется для данных помещений, знаком «+» – огнетушители, установка которых допускается при отсутствии рекомендованных к установке огнетушителей.

					<i>13.03.01.2020.017.13.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		71

10 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ

В котельной №2 ТЭЦ ПАО «Ашинский метзавод» эксплуатируется паровой котёл ГМ-50-14/250 1982 года и водогрейный ПТВМ-50. Котёл ГМ-50-14/250 морально и физически устарел, что подтверждается ремонтным журналом. Кроме того, в связи со строительством новых многоквартирных домов в городе Аша, имеющейся мощности котельной №2 будет недостаточно для надёжного и бесперебойного обеспечения города теплом, поэтому существует необходимость в реконструкции котельной. В котельной предлагается замена котла ГМ-50-14/250 на котёл ПТВМ-50, чтобы повысить тепловую мощность котельной и обеспечить бесперебойное теплоснабжение города.

При реализации данного проекта существует необходимость в проведении следующих мероприятий для котельной №2:

- замена парового котла на водогрейный;
- строительство теплотрассы от котельной №2 до существующих узлов ввода на АГП;
- установка коммерческих узлов учёта электрической энергии, технической воды и природного газа.

10.1 Технико-экономический расчет

10.1.1 Смета капитальных затрат

Капитальные вложения при реализации проекта включают:

- затраты на проект;
- стоимость оборудования;
- стоимость монтажных работ;
- стоимость строительных работ;
- затраты на подготовку специалистов по эксплуатации;
- транспортные затраты [20].

В таблице 10.1 представлены капитальные вложения на реконструкцию котельной №2 ТЭЦ ПАО «Ашинский метзавод». Стоимость проектных, монтажных, демонтажных, а также пуско-наладочных работ принята по технической документации ПАО «Ашинский метзавод» [30].

Таблица 10.1 – Капитальные вложения на реконструкцию котельной №2 ТЭЦ ПАО «Ашинский метзавод»

Наименование затрат	Количество	Стоимость, тыс. руб	Общая стоимость, тыс. руб
1	2	3	4
1. Проектные работы	1	258,00	258,00
2. Демонтажные работы	1	126,00	126,00

					<i>13.03.01.2020.017.13.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						72
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		

Продолжение таблицы 10.1

1	2	3	4
3. Котел ПТВМ-50 [31]	1	32000,00	32000,00
4. Горелка МГМГ-6 [32]	12	112,50	1350,00
5. Вентилятор ВДН-11,2-1000 [33]	2	265,80	531,60
6. Дымосос ДН-13-1000 [34]	2	371,40	742,80
7. Насос С-569М [35]	1	75,60	75,60
8. Комплект КИП и автоматики [36]	1	281,05	281,05
9. Комплект арматуры [37]	1	630,25	630,25
10. Транспортные расходы	1	250,00	250,00
11. Монтажные работы	1	755,00	755,00
12. Пуско-наладочные работы	1	115,00	115,00
Итого:	-	-	37115,30

Монтажные работы из таблицы 10.1 представляют собой затраты на монтаж котельного оборудования, а также газопровода. Также в монтажных работах учтены затраты на изоляцию газопровода.

10.1.2 Смета текущих затрат

В процессе эксплуатации котельной требуются ежегодные материальные затраты, затраты на топливно-энергетические ресурсы и оплату труда. Выполним расчет текущих затрат до и после реконструкции котельной.

Текущие затраты представляют собой затраты на:

- топливо;
- воду;
- электроэнергию;
- заработную плату обслуживающего персонала;
- социальное страхование работников;
- текущий ремонт оборудования;
- амортизационные отчисления [20].

Затраты до реконструкции котельной на топливо (10.1):

$$I_m = C_m \cdot G_{год}, \quad (10.1)$$

где C_T – стоимость 1 м³ природного газа, тыс. руб / м³ по данным [25];

G_T – годовой расход топлива, м³/год.

$$I_m = 0,00535 \cdot 24870000 = 133054,50 \text{ тыс.руб/год.}$$

Затраты до реконструкции котельной на электроэнергию (10.2):

					13.03.01.2020.017.13.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		73

$$I_{\text{э}} = C_{\text{э}} \cdot W_{\text{э}}, \quad (10.2)$$

где $C_{\text{э}}$ – стоимость 1000 кВт·ч электроэнергии по данным [26];
 $W_{\text{э}}$ – годовой расход электроэнергии, кВт·ч /год.

$$I_{\text{э}} = 0,00227 \cdot 865840 = 1965,46 \text{ тыс.руб/год.}$$

Амортизационные отчисления (10.3):

$$I_{\text{а}} = H_{\text{а}} \cdot K, \quad (10.3)$$

где $H_{\text{а}}$ – норма амортизационных отчислений (10% от стоимости оборудования);
 K – стоимость оборудования, тыс. руб.

$$I_{\text{а}} = 0,1 \cdot 37115,30 = 3711,53 \text{ тыс.руб/год.}$$

Затраты на проведение текущего ремонта (10.4):

$$I_{\text{мр}} = 0,05 \cdot I_{\text{а}}, \quad (10.4)$$

$$I_{\text{мр}} = 0,05 \cdot 3711,53 = 185,58 \text{ тыс.руб/год.}$$

Затраты предприятия до замены оборудования сведем в таблицу 10.2.

Таблица 10.2 – Калькуляция текущих затрат до реконструкции котельной

Наименование затрат	Стоимость, тыс.руб/год
Природный газ	133054,50
Электрическая энергия	1965,46
Амортизация (10% от стоимости оборудования)	3711,53
Обслуживание оборудования и его текущий ремонт (5% от амортизации)	185,58
Основная и дополнительная зарплата работников	980,50
Отчисления на социальные нужды (39% от заработной платы работников)	382,39
Прочие расходы (20% от суммы заработной платы)	196,10
Итого	140454,60

Рассчитаем себестоимость отпускаемой тепловой энергии по формуле 10.5:

					13.03.01.2020.017.13.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		74

$$C_c = \frac{C}{Q_{год}}, \quad (10.5)$$

где C – общая сумма текущих затрат на обслуживание, руб.;

$Q_{год}$ – годовой отпуск тепловой энергии, Гкал.

$$C_c = \frac{140454,60}{711,32} = 197,46 \text{ руб/Гкал.}$$

Затраты после реконструкции котельной на топливо (10.1):

$$I_m = 0,00535 \cdot 22310000 = 119135,94 \text{ тыс.руб/год.}$$

Затраты до реконструкции котельной на электроэнергию (10.2):

$$I_э = 0,00227 \cdot 930000 = 2111,10 \text{ тыс.руб/год.}$$

Амортизационные отчисления (10.3):

$$I_a = 0,1 \cdot 64230,60 = 6423,06 \text{ тыс.руб/год.}$$

Затраты на проведение текущего ремонта (10.4):

$$I_{mp} = 0,05 \cdot 6423,06 = 321,15 \text{ тыс.руб/год.}$$

Затраты предприятия до замены оборудования сведем в таблицу 10.3.

Таблица 10.3 – Калькуляция текущих затрат до реконструкции котельной

Наименование затрат	Стоимость, тыс.руб/год
1	2
Природный газ [25]	119135,94
Электрическая энергия [26]	2111,10
Амортизация (10% от стоимости оборудования)	6423,06
Обслуживание оборудования и его текущий ремонт (5% от амортизации)	321,15
Основная и дополнительная зарплата работников	980,50
Основная и дополнительная зарплата работников	980,50

Продолжение таблицы 10.3.

1	2
Отчисления на социальные нужды (39% от заработной платы работников)	382,39
Прочие расходы (20% от суммы заработной платы)	196,10
Итого	129550,24

Себестоимость отпускаемой тепловой энергии после реконструкции 10.5:

$$C_c = \frac{129550,24}{738,90} = 175,33 \text{ руб/Гкал.}$$

10.1.3 Расчет срока окупаемости проекта

Срок окупаемости проекта определим по формуле (10.5):

$$T_{ок} = \frac{K_{рек} - K_{ут}}{\Delta U}, \quad (10.5)$$

где $K_{рек}$ – капитальные затраты на реконструкцию, $K_{рек} = 36816,7$ тыс. руб;
 $K_{ут}$ – ликвидационная стоимость котла ГМ-50-14/250, тыс. руб. по тарифам [28]. Вес котла $m=34$ т. Цена за тонну 11000 руб. $K_{ут} = 34 \cdot 11,000 = 374,00$ т.р..
 ΔU – разность текущих затрат до и после реконструкции (10.6).

$$\Delta K_{тек} = K_1 - K_2 \quad (10.6)$$

$$\Delta K_{тек} = 140454,60 - 129550,24 = 10904,36$$

$$T_{ок} = \frac{37115,3 - 374,00}{10904,36} = 3,4 \text{ года}$$

Вывод: проект по реконструкции котельной №2 ТЭЦ ПАО «Ашинский метзавод» является экономически выгодным, т.к. срок его окупаемости не превышает пяти лет.

10.2 SWOT-анализ вариантов реконструкции котельной №2

SWOT-анализ необходим для определения сильных и слабых сторон проекта, а также возможностей и угроз, создаваемых внешней средой. Отсюда и название анализа:

					13.03.01.2020.017.13.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		76

- Strengths (сильные стороны), т.е. преимущества проекта;
- Weaknesses (слабые стороны), т.е. недостатки проекта;
- Opportunities (возможности), т.е. факторы внешней среды, определяющие преимущество предприятия перед конкурентами;
- Threats (угрозы), т.е. факторы внешней среды, которые способны ухудшить положение предприятия на рынке [20].

В таблице 10.4 представлен SWOT-анализ для водогрейной котельной с заменой оборудования.

Таблица 10.4 – SWOT-анализ работы котельной №2 после реконструкции

S: 1) Надежная работа нового оборудования; 2) Автоматический режим работы нового оборудования; 3) Наличие большого количества автоматики; 4) Наличие обученного персонала.	W: 1) Высокий уровень капитальных затрат; 2) Затраты на демонтаж, монтаж и пуско-наладочные работы.
O: 1) Гибкость регулирования тепловой нагрузки; 2) Постоянный спрос на тепловую энергию	T: 1) Рост цен на топливо; 2) Зависимость от поставок основного топлива.

В таблице 12.5 представлен SWOT-анализ для водогрейной котельной до реконструкции.

Таблица 12.5 – SWOT-анализ работы котельной №2 до реконструкции

S: 1) Отсутствие капитальных затрат; 2) Опыт персонала в ремонте и эксплуатации котельных агрегатов.	W: 1) Физический и моральный износ котельных агрегатов, потребность в замене оборудования; 2) Отсутствие возможности присоединить новых потребителей тепловой энергии; 3) Невозможно обеспечить потребителя необходимым температурным режимом; 4) Постоянный выход из строя котла. 5) Перерасход электроэнергии.
O: 1) Постоянный спрос на тепловую энергию; 2) Отсутствие конкурентов.	T: 1) Рост цен на топливо; 2) Повышение тепловой нагрузки с увеличением потребителей тепла в городе.

Вывод: замена старого, морально и физически устаревшего котла ГМ-50-14/250 на котел ПТВМ-50 является более эффективным и экономически выгодным вариантом, так как обеспечивает надежное, бесперебойное обеспечение города тепловой энергией, проект имеет невысокий срок окупаемости, после чего экономия на текущих затратах будет равна 10904,36 тыс.руб/год.

10.3 Планирование целей предприятия и проекта

10.3.1 Планирование целей проекта в дереве целей

Дерево целей проекта представлено на рисунке 10.1.

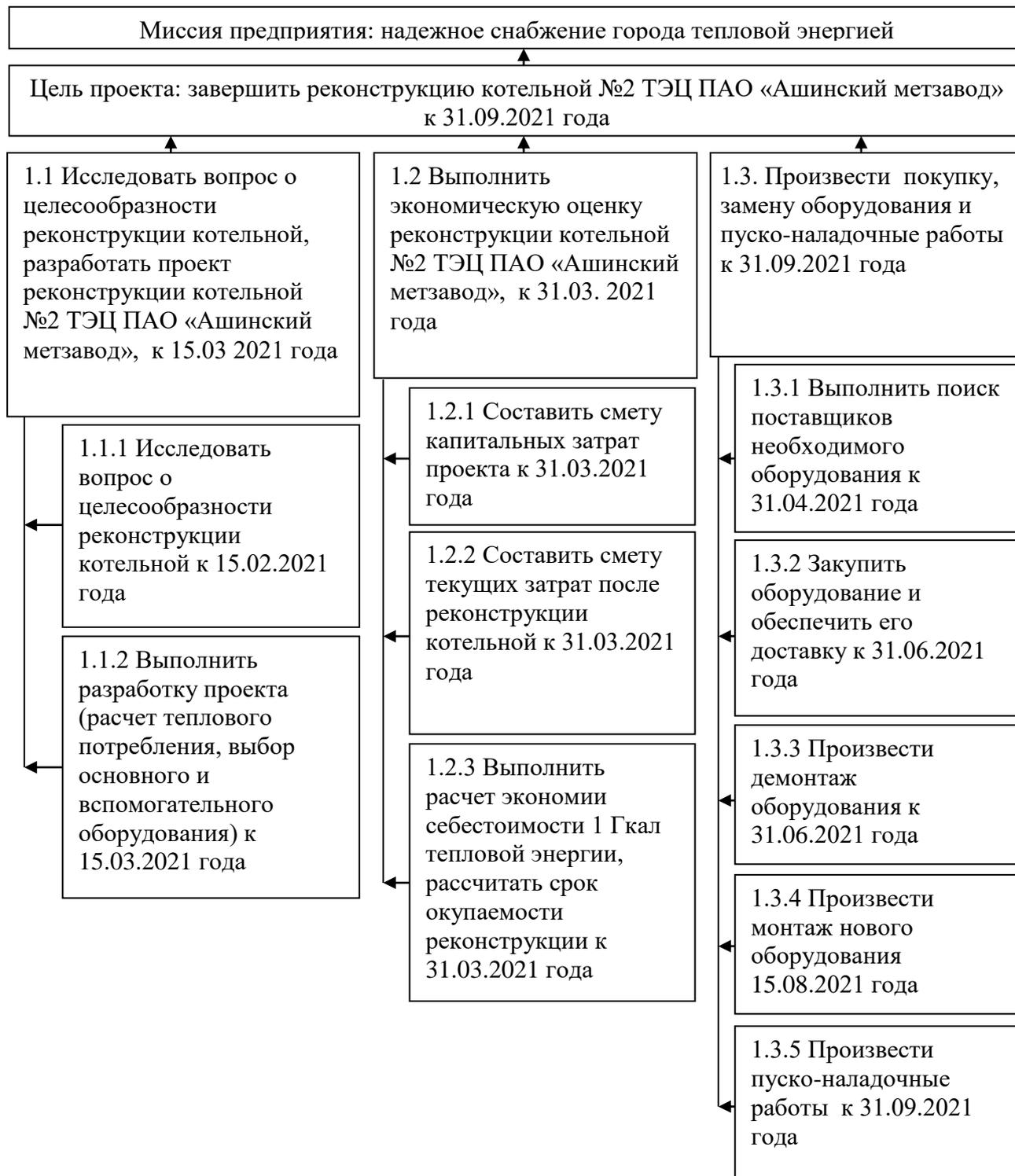


Рисунок 12.3 – Дерево целей по реконструкции котельной № 2

10.3.2 Планирование мероприятий по реализации проекта (построение графика Ганта)

План-график Ганта позволяет:

- визуально оценить последовательность задач, их относительную длительность и протяженность проекта в целом;
- сравнить планируемый и реальный ход решения задач;
- детально проанализировать реальный ход выполнения задач. На графике отображаются интервалы времени, в течении которых задача: выполнялась, была приостановлена, возвращалась на доработку и т.д. Задачи на графике могут быть зависимы друг от друга [20].

График реконструкции котельной №2 представлен в таблице 10.6.

Таблица 10.6 – План-график Ганта по реконструкции котельной №2

Наименование этапа	Исполнитель	Продолжительность									
		2021 г.									
		01	02	03	04	05	06	07	08	09	
Исследование вопроса о целесообразности реконструкции котельной	Заказчик, ПТО										
Разработка проекта по реконструкции котельной	ПТО										
Составление сметы капитальных затрат проекта	Планово-экономический отдел										
Составление сметы текущих затрат проекта	Планово-экономический отдел										
Выполнение расчета экономии себестоимости 1 Гкал тепловой энергии, расчет срока окупаемости реконструкции	Планово-экономический отдел										
Поиск поставщиков оборудования	Отдел снабжения										
Закупка и доставка оборудования	Отдел снабжения										
Демонтаж оборудования	Мастера по ремонту										
Монтаж нового оборудования	Мастера по ремонту										
Пуско-наладочные работы	Обслуживающий										

10.4 Основные показатели энергетической и экономической эффективности проекта по реконструкции котельной №2

Показатели энергетической и экономической эффективности, определенные в работе были сведены в таблицу 10.7.

Таблица 10.7 – Основные показатели энергетической и экономической эффективности реконструкции котельной №2 ПАО «Ашинский метзавод»

Наименование показателей	Единицы измерения	Наименование показателей	
		до	после
Показатели энергетической эффективности и энергосбережения:			
1. КПД котла ГМ-50-14 / ПТВМ-50	%	93,63	89,00
2. Паропроизводительность (тепловая мощность)	т/ч (Гкал/ч)	50,00	50,00
3. Удельный расход топлива	м ³ /Гкал	150,35	133,92
Показатели экономической эффективности:			
1. Капитальные затраты на реконструкцию	тыс. руб.	36816,70	
2. Годовые текущие затраты	тыс.руб/год	140454,60	129550,24
3. Экономия топлива после реконструкции	м ³ /Гкал	16,43	
4. Себестоимость отпускаемой тепловой энергии	руб./Гкал	197,46	175,33
5. Разница в себестоимости производимой тепловой энергии	руб./Гкал	22,13	
6. Срок окупаемости реконструкции	лет	3,4	

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В отчете к выпускной работе дана характеристика котельной №2 ТЭЦ ПАО «Ашинский метзавод», представлена актуальность реконструкции котельной.

Проведено сравнение отечественных и зарубежных аналогов котлоагрегатов, предлагаемых к установке. Было принято решение о установке котла ПТВМ-50.

Выполнен расчет тепловых нагрузок для тепловой схемы котельной №2. При $t_n = +8\text{ }^\circ\text{C}$ суммарный расход теплоты $Q_\Sigma^{+8} = 33,13\text{ МВт}$. При $t_n = -38\text{ }^\circ\text{C}$ суммарный расход теплоты $Q_\Sigma^{-38} = 76,505\text{ МВт}$. Максимальный расход сетевой воды $G_{max} = 360,2\text{ кг/с}$.

Построены графики сезонной нагрузки, температуры сетевой воды, сезонных расходов сетевой воды. Построен пьезометрический график.

Произведен тепловой поверочный расчет котла ПТВМ-50, предлагаемый к установке вместо морально и физически устаревшего котла ГМ-50-14/250. Спроектирована его автоматизация.

Подобрано вспомогательное оборудование котельной, а именно горелочные устройства МГМГ-6 модернизированной конструкции и выполнен расчет их рабочих характеристик.

В научно-исследовательской части освещена проблема накипеобразования на нагревательных поверхностях технологического оборудования, был предложен метод борьбы с данной проблемой путем установки устройства «Экофор», которое позволяет снизить необходимость в чистке оборудования в 2,4 раза.

Произведен расчет приземных концентраций дымовой трубы. Полученное значение концентрации диоксида азота в приземном слое составляет $C_M = 0,00326\text{ мг/м}^3$, что не превышает ПДК.

В главе безопасность жизнедеятельности проанализировали опасные и вредные факторы производственного процесса, рассмотрели разделы электробезопасность и пожаровзрывобезопасность.

В экономико-управленческой части проведена калькуляция капитальных и текущих затрат при реконструкции котельной, проведен SWOT-анализ, построено дерево целей и график Ганта. Срок окупаемости проекта составляет 3,4 года.

					<i>13.03.01.2020.017.13.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						81
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		

17 ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования (с изменением N 1) – М.: Изд-во стандартов, 1991. – 20 с.

18 ГОСТ 12.1.010-76 Система стандартов безопасности труда. Взрывобезопасность. Общие требования (с изменением N 1) – М.: Изд-во стандартов, 1976. – 23 с.

19 НПБ 105-03 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности – М.: Изд-во стандартов, 1990. – 14 с.

20 Алабугин, А.А. Экономико-управленческая часть выпускных квалификационных работ для направления подготовки «Теплоэнергетика и теплотехника»: учебное пособие для бакалавров и магистрантов / А.А. Алабугин, Р.А. Алабугина. Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2018. – 44 с.

21 СТО ЮУрГУ 04-2008 Стандарт организации. Курсовое и дипломное проектирование. Общие требования к содержанию и оформлению / составители: Т.И. Парубочая, Н.В. Сырейщикова, В.И. Гузеев, Л.В. Винокурова. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2008. – 56 с.

22 Алабугина, Р.А. Выпускная квалификационная работа: структура, требования к оформлению и нормконтролю: методические указания / Р.А. Алабугина. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2017. – 43 с.

23 Жесткость воды. URL.: – <http://lavrr.ru/dacha/determination-of-carbonate-hardness-of-water-hardness-of-water.html>.

24 Потери тепловой энергии в зависимости от толщины слоя накипи URL.: – <http://lifescience.co.uk/wp/wp-content/uploads/2017/03/Softerwater.pdf>

25 Актуальные тарифы на природный газ в Челябинской области. URL.: – <http://proschetchiki.ru/tarify-na-gaz-2020-pervoe-polugodie/tarify-na-gaz-v-chelyabinskoj-oblasti-s-1-yanvarya-2020-goda.html>.

26 Актуальные тарифы на электроэнергию в Челябинской области. URL.: – <http://www.proschetchiki.ru/tarify-na-elektroenergiyu-2019-vtoroe-polugodie/tarify-na-elektroenergiyu-v-chelyabinskoj-oblasti-s-1-iyulya-2019-goda.html>.

27 Описание работы устройства «Экофор». URL.: – https://www.ecofor.com/about_ecofor_technology/.

28 Стоимость приема черных и цветных металлов. URL.: – <http://www.lom74.com/>.

29 СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* (с изменением N1) – М.: Минрегион России, 2016. – 122 с.

30 Техническая документация ПАО «Ашинский метзавод», Ремонтный журнал парового котла ГМ-50-14/250.

31 Официальный сайт ПАО «Бийский котельный завод». URL.: – http://www.bikz.ru/production/kotly_vodogreynie/gaz_zhidkoe_toplivo/serii_ptvm_kv-gm_58_2_mvt/kv-gm-58_2-150_ptvm-50/.

					13.03.01.2020.017.13.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		83

32 Комбинированная горелка МГМГ-6. URL.: – <http://td-p.ru/promyshlennye-gorelki-tes-tes/kombinirovannye-gorelki/kombinirovannye-gorelki-mgmg/kombinirovannaya-gorelka-mgmg-6.html>.

33 Вентилятор дутьевой центробежный котельный ВДН-11,2-1000. URL.: – http://www.bikz.ru/production/oborudovanie/tiagdutmash/ventdutcentrkot/vdn-11_2h-1000/.

34 Дымосос центробежный котельный ДН-13-1000. URL.: – <http://www.bikz.ru/production/oborudovanie/tiagdutmash/ventdutvisnapcentrkot1/dn-13h-1000/>.

35 Насос С-569М Бийского котельного завода. URL.: – http://www.bikz.ru/production/oborudovanie/other4/other15/nasos_s569m/.

36 Автоматизация для котлов серии ПТВМ. URL.: – http://www.kb-agava.ru/avtomatika/avtomatika_dlya_vodogreynikh_kotlov/gotovoe_reshenie_avtomatizatsii_kotlov_serii_ptvm.

37 Арматура для водогрейный газомазутных котлов. URL.: – http://www.bikz.ru/production/oborudovanie/dopolnitelnaya_komplektaciya_kotla/yawiki_dlya_vodogrejnyh_kotlov_serii_kvgm_kvgm/armatura_k_kotlu_kv-gm-30-150_kv-gm-35-150/.

38 Федеральный закон №123-ФЗ от 22.07.2008 (ред. от 27.12.2018) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» / Российская газета, 2018. – 131 с.

					<i>13.03.01.2020.017.13.ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		84