

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

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Резидент,
Начальник ПТО
ООО «Теплоэнергетик»
_____ В.И. Крашенинников
« _____ » _____ 2018 г.



Заведующий кафедрой,
промышленной теплоэнергетики,
к.т.н., доцент
_____ К.В. Осинцев
« _____ » _____ 2018 г.

**ПЕРЕВОД ВОДОГРЕЙНОЙ КОТЕЛЬНОЙ П. ВЕСЕЛОВКА
ЗЛАТОУСТОВСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА
С МАЗУТА НА СЛОЕВОЕ СЖИГАНИЕ УГЛЯ**

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ БАКАЛАВРА
ЮУрГУ–13.03.01.2018.082.21 ПЗ ВКР

Консультант по разделу
«Экономика и управление»,
старший преподаватель
_____ Р.А. Алабугина
« _____ » _____ 2018 г.

Руководитель работы,
к.т.н., доцент
_____ А.И. Грибанов
« _____ » _____ 2018 г.

Нормоконтролер,
старший преподаватель
_____ Р.А. Алабугина
« _____ » _____ 2018 г.

Автор работы
студент группы П–479
_____ А.С. Романцов
« _____ » _____ 2018 г.

Челябинск 2018

АННОТАЦИЯ

Романцов А.С. Перевод водогрейной котельной п. Веселовка Златоустовского городского округа с мазута на слоевое сжигание угля – Челябинск: ЮУрГУ, ПИ, Э; 2018, 81 с., 3 ил., библиогр. список – 46 наим., 6 листов чертежей ф.А1, 1 демонстрационный лист ф.А1.

В выпускной квалификационной работе бакалавра предложено техническое перевооружение водогрейной котельной послека Веселовка Златоустовского городского округа.

Целью работы является перевод водогрейной котельной ООО «Теплоэнергетик» с мазута на слоевое сжигание угля.

Пояснительная записка состоит из 8 разделов. Во введении исследуется актуальность проблемы, описывается объект исследования. Раздел 1 посвящается обоснованию технического перевооружения водогрейной котельно, работающей на жидком топливе. В разделе 2 дан обзор исследуемых литературных источников. Раздел 3 – описание основного оборудование, предлагаемого в замен существующему. В разделе 4 произведет поверочный расчет котлоагрегата марки КВм-1,16К, работающего на твердом топливе. В разделе 5 произведены расчеты циклона-золоуловителя и дымовой трубы. Раздел 6 описание схемы автоматизации котельной. Раздел 7 – описание мероприятий и обеспечению безопасности режима труда на котельной. В 8 разделе произведены расчеты, подтверждающие, что техническое перевооружение котельной экономически выгодно. В заключении сделаны выводы по теме бакалаврской работы.

К квалификационной работе прилагается следующий графический материал: общий план котельной ООО «Теплоэнергетик»; тепловая схема котельной; разрез котла КВм-1,16; тепловые сети; функциональная схема КИП и А котельной; демонстрационный лист по экономико-управленческой части работы.

Чертежи бакалаврской работы выполнены на листах формата А1 в графическом пакете AutoCAD. При выполнении расчетов использованы расчетные возможности программного приложения Excel.

					<i>13.03.01.2018.082.21 ПЗ</i>				
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>	<i>Перевод водогрейной котельной п. Веселовка Златоустовского городского округа с мазута на слоевое сжигание угля</i>	<i>Лит.</i>		<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Выполнил</i>	<i>Романцов А.С.</i>					<i>В</i>	<i>К</i>	<i>Р</i>	<i>3</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Грибанов А.И.</i>				<i>ЮУрГУ</i>				
<i>Н.контр.</i>	<i>Алабугина Р.А.</i>				<i>Кафедра промышленной теплоэнергетики</i>				
<i>Зав.каф.</i>	<i>Осинцев К.В.</i>								

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 ОБОСНОВАНИЕ И АКТУАЛЬНОСТЬ РЕКОНСТРУКЦИИ ЧЕЛЯБИНСКОЙ ТЭЦ-1 С УСТАНОВКОЙ СЕТЕВЫХ ПОДОГРЕВАТЕЛЕЙ ЗА КОТЛАМИ-УТИЛИЗАТОРАМИ ПР-76,0-3,3-415	8
2 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	13
3 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ПЕРЕДОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ В ОБЛАСТИ ПОДОГРЕВАТЕЛЕЙ СЕТевой ВОДЫ	14
4 РЕКОНСТРУКЦИЯ ЧЕЛЯБИНСКОЙ ТЭЦ-1 С УСТАНОВКОЙ СЕТЕВЫХ ПОДОГРЕВАТЕЛЕЙ ЗА КОТЛАМИ-УТИЛИЗАТОРАМИ ПР-76,0-3,3-415 ...	16
4.1 Тепловой расчет котла-утилизатора Пр-76,0-3,3-415.....	18
4.1.1 Тепловой расчет	18
4.1.2 Расчет контура ГВП – ВВТО.....	25
4.1.3 Расчет ВВТО	26
4.2 Расчет редуционно-охладительной установки (РОУ)	32
4.3 Расчет подогревателя сетевой воды (ПСВ)	34
5 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	37
5.1 Мероприятия по соблюдению требований энергетической эффективности и требований оснащенности зданий, строений и сооружений приборами учета используемых энергетических ресурсов.....	37
5.2 Технологические решения	37
5.3 Водоснабжение и водоотведение.....	40
5.4 Мероприятия по экономии электрической энергии	40
6 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ.....	42
6.1 Оценка воздействия объекта реконструкции на окружающую среду ...	42
6.2 Определение объемов продуктов сгорания топлива	43
6.3 Расчет максимальной приземной концентрации выбросов из дымовой трубы	45
6.4 Расчет выброса оксидов азота	45
6.5 Расчет минимальной высоты трубы	46
7 АВТОМАТИЗАЦИЯ – ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ, ЗАЩИТА, АВТОМАТИКА	52
7.1 Характеристика объекта автоматизации системы теплоснабжения	53
7.1.1 Технологический процесс системы теплоснабжения.....	54
7.1.2 Основные решения по автоматизации технологического процесса ...	55

					<i>13.03.01.2017.042.02 ПЗ</i>	лист
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		4

8 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	58
8.1 Анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов	58
8.2 Мероприятия по охране труда.....	60
8.3 Шумовое воздействие после реконструкции ТЭЦ.....	61
8.4 Санитарно-защитная зона предприятия.....	64
8.5 Мероприятия по минимизации возникновения возможных аварийных ситуаций и последствий их воздействия	66
9 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ	68
9.1 Технико-экономический расчет	68
9.1.1 Расчет капитальных затрат.....	68
9.1.2 Расчет текущих затрат.....	72
9.1.3 Сравнение двух вариантов компоновки вновь устанавливаемого оборудования.....	75
9.2 SWOT-анализ для реализации проекта реконструкции ЧТЭЦ-1с установкой ПСУ после котлов-утилизаторов	76
9.3 Планирование целей предприятия и проекта	78
9.3.1 Планирование целей предприятия в пирамиде целеполагания	78
9.3.2 Планирование целей проекта в дереве целей.....	79
9.3.3 Оценка движущих и сдерживающих сил и ресурсов ТЭЦ-1 г. Челябинска. Анализ поля сил	80
9.3.4 ГРАФИК ГАНТА	81
9.4 Основные технико-экономические показатели проекта	82
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	83
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	84
ПРИЛОЖЕНИЯ	
ПРИЛОЖЕНИЕ А. План график Ганта по реализации целей проекта.....	87

Пример оформления ОГЛАВЛЕНИЯ выпускной квалификационной работы

					13.03.01.2017.042.02 ПЗ	лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		5

ВВЕДЕНИЕ

Интервал между заголовком и текстом – Одна пустая строка

В настоящее время в России действует несколько тысяч ТЭЦ и ГРЭС, а также более 66 тысяч котельных, которые дают около 80% вырабатываемого тепла. В этом плане, Россия является безусловным мировым лидером по объемам централизованного теплоснабжения.

Однако экспертами отмечаются неэффективность использования газа на устаревших агрегатах, а также низкий уровень КПД традиционных паросиловых турбин, который не превышает 38%. В централизованных сетях тепло производится большей частью на оборудовании прошлых поколений, избыток же тепла «греет» воздух.

Использование локальных систем производства электрической и тепловой энергии с использованием **газотурбинных энергетических установок (ГТУ)**, работающих на природном газе или пропане является одним из возможных решений данной задачи.

В связи с этим, наметилась тенденция на строительство децентрализованных комбинированных источников электро- и теплоснабжения (так называемый **режим когенерации**), устанавливаемых как в существующих отопительных котельных, так и на вновь строящихся источниках тепла [1]. Работа посвящена такой актуальной теме, как разработке проекта реконструкции ТЭЦ-1 г. Челябинска, в основе которой предусмотрен вывод из эксплуатации физически изношенных и морально устаревших противодавленческих турбин и паровых котлов и установку подогревателей сетевой воды для работы с установленными несколько ранее котлами-утилизаторами и газотурбинными установками.

Цель работы – разработка схемы реконструкции ТЭЦ-1 для работы более современного оборудования на основе ГТУ.

В работе ставятся следующие задачи:

- изучение существующей схемы и оборудования Челябинской ТЭЦ-1;
- предложение новой схемы для работы газовых турбин и котлов-утилизаторов вместо оборудования, выведенного из эксплуатации;
- выполнение тепловых расчетов нового оборудования;
- определение экономической эффективности для предложенной схемы;
- выявление уменьшения негативного экологического воздействия при работе ТЭЦ-1 после реконструкции.

Объект работы – котлы-утилизаторы и газотурбинные установки ЧТЭЦ-1.

Пример оформления ВВЕДЕНИЯ выпускной квалификационной работы

					13.03.01.2018.082.21 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		4

Пример оформления параграфа и таблицы в Пояснительной Записке ВКР

4.3 Расчет подогревателя сетевой воды (ПСВ)

Интервал между подзаголовком параграфа и текстом – Одна пустая строка

Пар от РОУ подводится к сетевым подогревателям (2 шт.) со встроенным охладителем конденсата. Тепловая мощность бойлерной установки (БУ) состоящей из вновь устанавливаемых сетевых подогревателей составляет 100-105 Гкал/ч.

Для работы в пусковых режимах для подогревателей сетевых предусмотрена система удаления паровоздушной смеси с помощью пускового водяного эжектора, в номинальном режиме работы паровоздушная смесь отводится вместе с конденсатом пара.

Характеристики ПСВ приведены в таблице 4.6.

Интервал между текстом и заголовком таблицы – Одна пустая строка

Таблица 4.6 – Характеристики ПСВ

Интервал между заголовком таблицы и таблицей – Одна пустая строка

Параметр	Трубное пространство	Межтрубное пространство
1. Рабочее давление, МПа (кгс/см ²) абс.	1,8 (18,0)	0,78 (8,0)
2. Расчётное давление, МПа (кгс/см ²)	2,0 (20,0)	1,0 (10,0)
3. Температура рабочей среды, °С вход/выход	70/130	250/94
4. Температура расчётная стенки °С	130	250
5. Состав рабочей среды	сетевая вода	пар-конденсат
6. Эффективная поверхность теплообмена, м ²	340,6	
7. Расход, т/час	1750	171,7
8. Потери давления кПа (кгс/см ²)	51,7 (0,53)	30,2 (0,31)
9. Тепловая нагрузка, МВт (Гкал/час)	104,96	
10. Количество подогревателей	2 шт.	

Интервал между таблицей и заголовком параграфа – Одна пустая строка

4.3.1

Интервал между подзаголовком параграфа и текстом – Одна пустая строка

.....

.....
.....
После заголовка в конце страницы должно быть не менее 3-х строк текста.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Арутюнян, А.А. Основы энергосбережения/А.А. Арутюнян. – М.: Изд-во Энергосервис, 2007. – 600 с.
- 2 Архаров, А.М. Теплотехника: учебник для втузов/ А.М. Архаров, И.А. Архаров, В.Н. Афанасьев и др. – М.: Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2004. – 450 с.
- 3 Алабугин, А.А. Экономико-управленческая часть дипломного проекта: учебное пособие по выполнению дипломного проекта для студентов энергетического факультета / А.А. Алабугин, Р.А. Алабугина. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2011. – 46 с.
- 4 Бакланова, Н.Н. Новое водоподготовительное оборудование для промышленной энергетики и систем теплоснабжения: Номенклатурный каталог 04-04 / Н.Н. Бакланова, Н.А. Ванюков, Т.В. Сергеева. – М.: Изд-во Инпромкаталог, 2004. – 380 с.
- 5 Бакланова, Н.Н. Котлы и котельные установки зарубежных фирм-производителей, представленные на рынке России: отраслевой каталог 04-03/ Н.Н. Бакланова, А.В. Васичкина, Г.Р. Побережский. – М.: Изд-во Инпромкаталог, 2006. – 412 с.
- 6 Булкин, А.Е. Автоматическое регулирование энергоустановок: учебное пособие для вузов. Гриф МО РФ / А.Е. Булкин. – М.: Изд-во МЭИ, 2009. – 478с.
- 7 Быстрицкий, Г.Ф. Основы энергетики/ Г.Ф. Быстрицкий.– М.: Изд-во КноРус, 2011. – 375 с.
- 8 Видин, Ю.В. Теоретические основы теплотехники. Тепломассообмен: учебное пособие / Ю.В. Видин, В.М. Журавлев, В.В. Колосов. – Красноярск: Изд-во ИПЦ КГТУ, 2005. – 565 с.
- 9 Винтовкин, А.А. Современные горелочные устройства (конструкции и технические характеристики): справочное издание / А.А. Винтовкин, М.Г. Ладыгинцев, В.Л. Гусовский, А.Б. Усачев. – М.: Изд-во Машиностроение-1, 2001. – 496 с.

					13.03.01.2018.082.21 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		6

10 Волошенко, А.В., Горбунов, Д.Б. Проектирование функциональных схем систем автоматического контроля и регулирования/ А.В. Волошенко, Д.Б. Горбунов. – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – 384 с.

11 Григорьев, В.И. Справочник энергетика/ В.И. Григорьев. – М.: Изд-во Колосс, 2006. – 205 с.

12 Данилов, О.Л. Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях: учебник / О.Л. Данилов, А.Б. Гаряев, Яковлев И.В. – М.: Изд-во МЭИ, 2010. – 451с.

13 Димов, Ю.В. Метрология, стандартизация и сертификация: учебник для вузов / Ю.В. Димов.– СПб.: Изд-во Питер, 2004. – 432 с.

14 Ижорин, М.Н. Дымовые трубы. Справочник/М.Н. Ижорин. – М.: Изд-во Теплотехник, 2004. – 390 с.

15 Лифиц, И.М. Стандартизация, метрология и сертификация: учебник/И.М. Лифиц – М. :Изд-во Юрайт-Издат, 2004. – 305 с.

16 Калиниченко, А.В. Справочник инженера по контрольно-измерительным приборам и автоматике/ А.В. Калиниченко.- Омск: Изд-во Высшая школа, 2008. – 205 с.

17 Колесов, С.Н. Материаловедение и технология конструкционных материалов: учебник / С.Н. Колесов, И.С. Колесов. – М.: Изд-во Высшая школа, 2008. – 535 с.

18 Клименко, А.В. Промышленная теплоэнергетика и теплотехника. Справочник. (Теплоэнергетика и теплотехника; Кн.4)/А.В. Клименко. – М.: Изд-во МЭИ, 2004. – 600 с.

19 Сергеев, А.В. Справочное учебное пособие для персонала котельных: Тепломеханическое оборудование котельных. - 4-е изд., перераб. и доп. / А.В. Сергеев. – СПб.: Изд-во ДЕАН, 2012. – 256 с.

20 Липатников, Г.А. Автоматическое регулирование объектов теплоэнергетики / Г.А.Липатников, М.С. Гузеев. – М.: Изд-во Высшая школа, 2007. – 310 с.

21 Липов, Ю.М. Котельные установки и парогенераторы: учебник для вузов/ Ю.М. Липов, Ю.М. Третьяков. – М.: Изд-во Юрайт-Издат, 2006. – 520с.

22 Мановян, А.К. Технология переработки энергоносителей/ А.К. Мановян. – М.: Изд-во Химия Колосс, 2004. – 490 с.

23 Назмеев, Ю.Г. Теплоэнергетические системы и энергобалансы промышленных предприятий: учебное пособие для вузов / Ю.Г. Назмеев, И.А. Конахина.– М.: Изд-во МЭИ, 2002. – 405 с.

					13.03.01.2018.082.21 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

24 Плетнев, Г.П. Проектирование, монтаж и эксплуатация автоматизированных систем управления теплоэнергетическими процессами / Г.П. Плетнев, Ю.П. Зайченко, Е.А. Зверев, Ю.Е. Киселев. – М.: Издательство МЭИ, 1995. – 316 с.

25 Плетнев, Г.П. Автоматизация технологических процессов и производств в теплоэнергетике: учебник для студентов вузов / Г.П. Плетнев. – М.: Изд-во МЭИ, 2007. – 345 с.

26 Пугач, Л.И. Энергетика и экология/ Л.И. Пугач. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2003. – 390 с.

27 Паровые и газовые турбины для электростанций / А.Д. Трухний, В.В. Фролов, А.Г. Костюк, А.Е. Булкин. – М.: Изд-во МЭИ, 2008. – 556 с.

28 Сибикин, Ю.Д. Технология энергосбережения / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. – М.: Форум: ИНФРА-М, 2006.

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

30 Характеристика котлов – утилизаторов. – URL.: www.sciteclibrary.ru .

31 Техническая информация о газоочистке. – URL.:www.ktz.kaluga.ru .

32 Общая информация. – URL.:www.wikipedia.org.

.....

Литературных источников должно быть не менее 45

Пример оформления БИБЛИОГРАФИЧЕСКОГО СПИСКА

					13.03.01.2018.082.21 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
1 ОБОСНОВАНИЕ И АКТУАЛЬНОСТЬ ПЕРЕВОДА КОТЕЛЬНОЙ С ЖИДКОГО ТОПЛИВА НА СЛОЕВОЕ СЖИГАНИЕ УГЛЯ	7
1.1 Описание предприятия.....	7
1.2 Описание основного оборудования	8
2 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	15
3 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ	17
4 ТЕПЛОВОЙ ПОВЕРОЧНЫЙ РАСЧЕТ КОТЛА КВМ-1,16К.....	19
4.1 Расчет объемов продуктов сгорания	19
4.2 Расчет энтальпий воздуха и продуктов сгорания.....	21
4.3 Тепловой расчет котельного агрегата КВм-1,16К	24
4.4 Тепловой расчет топочной камеры.....	27
4.5 Расчет конвективного пучка котла	35
4.6 Расчет экономайзера.....	38
4.7 Проверка теплового баланса	41
5 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ	43
5.1 Расчет циклона.....	44
5.2 Расчет дымовой трубы	48
6 АВТОМАТИКА И КИП	54
7 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ	56
7.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	56
7.2 Электробезопасность	57
7.3 Пожарная безопасность	59
7.4 Нормирование факторов рабочей среды и трудового процесса. Организация мероприятий защиты	60
7.5 Обязанности оператора котельной.....	64
8 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ	67
8.1 Расчет капитальных и текущих затрат на техническое перевооружение котельной ООО «Теплоэнергетик».....	67
8.2 Расчет текущих затрат при эксплуатации технически перевооруженной котельной.....	68
8.3 Модель ранжирования проблем энергетической эффективности Котельной ООО «Теплоэнергетик»	71
8.4 Модель причинно-следственной диаграммы	72
8.5 Модель SWOT-анализ вариантов технических решений.....	73
8.6 Модель дерева целей проекта повышения энергетической эффективности котельной ООО «Теплоэнергетик».....	74

					13.03.01.2018.082.21 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

8.7 Ленточный график мероприятий по разработке и реализации проекта	75
8.8 Основные показатели экономической и энергетической эффективности...	77
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	78
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	79

					<i>13.03.01.2018.082.21 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						<i>10</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

ВВЕДЕНИЕ

В настоящий момент на территории Российской Федерации действует большое количество тепловых и гидроэлектростанций электростанций (порядка несколько тысяч), которое даёт количество вырабатываемого тепла около 85% от всего объёма генерирующего тепла. Из-за больших территорий, сложных климатических условий обширного технологического комплекса Россия нуждается в эффективной выработке и передаче тепла и электроэнергии потребителю, а также в постоянной разработке и внедрении новых энергосберегающих мероприятий.

ООО «Теплоэнергетик» – одно из основных предприятий Златоустовского городского округа по отпуску тепловой энергии потребителю.

Основным назначением котельной является обеспечения потребителя необходимым количеством теплоты для поддержания комфортного микроклимата в жилых помещениях.

Работа котельной обуславливается правилами технической эксплуатации тепловых электростанций, правилами техники безопасности при эксплуатации теплоэнергетического оборудования котельных, подчиняется правилам «РосТехНадзора» и пожарной безопасности, охране труда, а также главному нормативному документу РФ – Федеральным закон от 23 ноября 2009 г. №261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты РФ [1].

Для повышения энергоэффективности котельной ООО «Теплоэнергетик» в п. Веселовка предусматривается техническое перевооружение существующей котельной

В выпускной квалификационной работе предлагается предусмотреть вместо котла КСВ-1М, работающего на жидком топливе, котел марки КВм-1,16К Ижевского котельного завода, работающего на каменном угле. В связи с тем, что оборудование существующей котельной сильно устарело и не соответствовало главному нормативно-правовому документу – Федеральному закону от 23 ноября 2009 года «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты». Котельную нельзя назвать энергоэффективной поэтому требуется техническое перевооружение.

					13.03.01.2018.082.21 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

1 ОБОСНОВАНИЕ И АКТУАЛЬНОСТЬ ПЕРЕВОДА КОТЕЛЬНОЙ С ЖИДКОГО ТОПЛИВА НА СЛОЕВОЕ СЖИГАНИЕ УГЛЯ

В настоящее время на котельной поселка Веселовка Златоустовского городского округа установлено два водогрейных котла КСВ-1М, работающих на жидком топливе – мазуте, теплопроизводительностью – 1,0 МВт (0,86 Гкал/ч). Каждый из котлов является источником теплоснабжения пос. Веселовка. Котельная является центральной, отдельно стоящей. Котлы физически и морально устарели и имеют низкий КПД. Ни один из этих котлов полностью не соответствовал современным требованиям эксплуатации тепловых энергоустановок, а также главному нормативно правовому документу – Федеральный закон от 23 ноября 2009 г. №261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты РФ»[1].

В связи с большим износом котлов и регулярными перебоями в поставке мазута принято решение поставить за место одного котла КСВ-1М котел КВм-1,16 МВт. Котел КВм-1,16 МВт работает на твердом топливе (каменный уголь). Вспомогательное оборудование (насосы сетевой и подпиточной воды, водоподготовка подпиточной воды) остаются прежними. Топливо – мазут сохраняется в качестве резервного топлива.

Предложенный в ВКР вариант технического перевооружения котельной позволит бесперебойно снабжать поселок Веселовка тепловой энергией и рационально использовать топливно-энергетические ресурсы.

В связи с переходом на твердое топливо появилась необходимость в установке за котлом циклона-золоуловителя. Был выбран циклон ЦН-15.

Отвод дымовых газов от котла осуществляется металлическим газоходом в дымовые трубы высотой $H = 30$ м. Наблюдение за состоянием элементов конструкций дымовых труб осуществляется визуально с помощью оптических приборов.

1.1 Описание предприятия

В настоящее время ООО «Теплоэнергетик» осуществляет производство тепловой энергии для распределения её потребителям Златоустовского городского округа.

ООО «Теплоэнергетик» передано в аренду 10 котельных, которые расположены в разных районах ЗГО, 8 из них находятся в черте города Златоуста, 2 — за его пределами, а именно в пос. Веселовка и в пос. Центральный.

Котельные предприятия обеспечивают тепловой энергией в виде отопления и горячего водоснабжения жилые, общественные, промышленные здания и соору-

										Лист
										12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.082.21 ПЗ					

жения, объекты здравоохранения, социальной и культурной сфер, а также частный сектор.

В теплоснабжении муниципального жилого фонда Златоустовского городского округа принимают участие девять теплоснабжающих организаций, в том числе ООО "Теплоэнергетик". Его доля составляет более 45% в общем объеме отпуска тепловой энергии населению[2].

1.2 Описание основного оборудования

Для реализации проекта был выбран водогрейный котел Ижевского котельного завода марки КВм-1,16К.

Котлы водогрейные КВм – устройства, оборудованные полумеханическими или механическими топками и обогреваемые продуктами сгорания сжигаемого в ней топлива с целью получения горячей воды, находящейся под давлением выше атмосферного, предназначены для применения в котельных установках по теплоснабжению объектов жилищно-коммунального хозяйства.

Конструктивным отличием и значительным преимуществом котлов в сравнении с аналогичными типами является скоростное спиральное закручивание водяного потока в котловых трубах по всей их длине, исключая отложение накипи на внутренних стенках труб и позволяющее использовать для подпитки котлов воду с показателем общей жесткости до 12 мг - экв/кг и значением pH 10 и менее без предварительной химической подготовки.

Допускается использовать котлы для обеспечения нужд ГВС, при этом качество питательной воды должно соответствовать ГОСТ 2874 «Вода питьевая»[3].

Основные технические характеристики котла приведены в таблице 1.1[4].

Таблица 1.1 – Технические характеристики котлоагрегата КВм-1,16К

Наименование характеристик	Значения типоразмеров
1	2
1. Тип котла – водогрейный, стальной, прямоточный, с уравновешенной тягой, в легкой натрубной обмуровке по наружным ограждающим поверхностям;	
2. Вид топлива: - расчетное топливо – грохоченный каменный уголь марки 2СС, ГОСТ 25543 - резервное топливо – бурый уголь;	

Продолжение таблицы 1.1

1	2
3. Теплопроизводительность номинальная, МВт/(Гкал/ч)	1,16 (1,0)
4. КПД, %, не менее	82
5. Температура воды на выходе из котла, °С	95
6. Максимальная температура нагрева воды, °С, не более	115
7. Температура воды на входе в котел, °С	60
8. Рабочее давление, не более, кгс./см ²	6,0
9. Расход воды через котел, м ³ /ч: - номинальный - минимальный	40 35
10. Гидравлическое сопротивление котла при перепаде температуры воды на входе и выходе 25°С, (кгс/см ²), не более	2,0
11. Аэродинамическое сопротивление газового тракта, Па, не более	180
12. Номинальное разрежение, Па, в топке	20...50
13. Внутренний объем труб котла, куб. м ³	3,1
14. Объем топочного пространства, м ³	2,95
15. Поверхность нагрева м ²	74,8
16. Температура дымовых газов на выходе из котла, °С	170-280
17. Тип топочного устройства	ПТЛ-400
18. Содержание нормативных вредных выбросов в сухих неразбавленных уходящих газах при работе котла на расчетном топливе: - оксида углерода СО, мг/м ³ - оксидов азота в пересчете на N02, мг/ м ³ - твердых частиц, кг/ч	2000 500 0.56
19. Массовый расход уходящих газов, кг/с: - при номинальной теплопроизводительности - при минимальной теплопроизводительности	0,56 0,22

Окончание таблицы 1.1

1	2
20. Класс котла	1
21. Срок службы, лет, не менее	10
22. Присоединительные размеры: - по водяному тракту, мм - газохода, мм	100 500x300
23. Температура наружной поверхности, °С: - кожуха по легкой обмуровке, не более - рукояток дверец топочных и чистки, не более	45 70
24. Уровень звука на фронте котла, не более, дБА	80
25. Характеристика электро-питания приводов	Ток переменный 380в
26. Степень защиты эл. Двигателей	IP 54
27. Габаритные размеры, мм. по обмуровке/ в сборе с топкой - длина - ширина - высота	3230 2090 2560
28. Масса (без воды): - котла, кг. - котла в сборе с топкой, кг.	5750 6550

Расчетные параметры топки при номинальной нагрузке представлены в таблице 1.2[4].

Таблица 1.2 – Расчетные параметры топки

Параметры	Тип топки
	Топка с ПТЛ-400 Решетка РОУ водоохлаждаемая
	Каменный уголь Бурый уголь
1	2
Тепловое напряжение зеркала горения, кВт/ м ²	900 1000

Продолжение таблицы 1.2

1	2
Тепловое напряж. топчного объема, кВт/ м ³	350 300
Давление воздуха под решеткой, кПа	0,4...1,5
Коэфф-т избытка воздуха	1,4
Потери от химического недожога, %	1 1
Потери от механического недожога, %	5 4

Для подачи топлива в топку, котел снабжен питателем угля марки ПТЛ-400 производства Ижевского котельного завода.

Питатель топлива ленточный ПТЛ-400 предназначен для непрерывного заброса топлива (каменных, бурых углей и антрацитов) в зону сжигания топок паровых и водогрейных котлов.

Питатель представляет собой конструкцию, состоящую из угольного ящика с регулирующей заслонкой, пластинчатого транспортера, скорость которого регулируется импульсным вариатором. Дальность заброса угля регулируется частотой вращения ротора и положением разгонной плиты, а производительность – скоростью транспортера и положением заслонки.

Угольный ящик с установленными в нем заслонками и перегородками обеспечивает поступление угля на транспортер. Транспортер, состоящий из штампованных пластин, подает уголь на забрасывающее устройство, которое в зависимости от числа оборотов ротора производит заброс угля с соответствующей дальностью. Вращение ротора и перемещение транспортера осуществляется приводом, состоящим из электродвигателя, импульсного вариатора, ременных и цепных передач. Конструкция питателя обеспечивает ремонт, технический осмотр и смазку механизмов без снятия питателя с котла.

Технические характеристики питателя указаны в таблице 1.3[4].

Таблица 1.3 – Технические характеристики питателя ПТЛ-400

Наименование показателя	ПТЛ-400
1	2
Рабочая длина ротора, мм	400

Продолжение таблицы 1.3

1	2
Размеры кусков угля, мм, не более	40
Содержание мелочи (0-6 мм) в %, не более	60
Производительность по углю, кг/час	До 3000
Частота вращения ротора, мин ⁻¹	470, 660, 910
Регулирование скорости движения транспорта	Бесступенчатое, вариатором
Электродвигатель; частота вращения, мин ⁻¹ и мощность, кВт	1000 / 2,2
Напряжение питающей сети, В	380 / 220
Масса, кг	458

Циркуляция воды в котлах происходит в следующем порядке:

Вода через водоподводящий патрубок подается в трубу заднего конвективного экрана, проходит промежуточные и задний топочный экраны, двумя потоками проходит верхний конвективный, боковые конвективные и боковые топочные, верхний топочный и параллельными потоками через фронтальный экран и водоохлаждаемую решетку.

Выход горячей воды осуществляется из патрубка фронтального экрана.

Патрубки на входе и выходе из котла, в зависимости от модификации, могут быть расположены как в нижней, так и в верхней части котла.

Для организации дымооборота с целью эффективного отбора тепла уходящих газов в межтрубные пространства экранов (за исключением верхнего топочного) вварены полосы 6х60 мм, а в нижней части заднего конвективного экрана имеется дымосборный короб с поворотным шибером для регулирования тяги.

Продукты сгорания удаляются также через отверстия устроенные в межтрубных пластинах боковых радиационных экранов.

Экраны в соответствии с рабочими чертежами собираются в объемную симметричную конструкцию и соединяются между собой переходными патрубками. Сборка топочной и конвективной части котлов обеспечивает пространство между топочными и конвективными экранами, равное 170 мм, для направления газов в горизонтальные газоходы постаменты или рамы.

Эвакуация горячих топочных газов происходит следующим образом: продукты сгорания сжигаемого на колосниках топлива, поднимаясь вверх, омывают внутреннюю поверхность боковых и заднего топочных экранов, проходят сквозь

					13.03.01.2018.082.21 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

верхний топочный экран и отверстия в боковых радиационных экранах растекаются по верхнему конвективному экрану, делятся на два потока.

Каждый поток опускается в пространство между боковыми топочным и конвективным экранами и, стекая вниз, попадает в горизонтальный газоход поста-мента или рамы.

Далее, сменив направление и удаляясь по газоходу в постаменте (раме) котла к его задней стенке, поток газов втягивается в пространство между задними топочным и промежуточным экранами, поднимается вверх и, опускаясь вниз между промежуточным и задним конвективным экранами, через дымосборный короб с шибером дымососом удаляется в дымовую трубу. Управление шибером вынесено на фронт котла.

В межтрубные полосы фронтального экрана по центру газоходов слева и справа имеются лючки прочистки газоходов, выходящие за листы обшивки и закрываемые крышками. Такие же лючки вварены в пластины, соединяющие задний топочный, промежуточный и задний конвективный экраны. На верхнем экране имеется импульсная трубка для замера разрежения в топке.

Основанием котла – в одних случаях служит постамент, который выполняется из кирпича, в соответствии с прилагаемыми чертежами, в других, стальная рама, окна прочистки, дверца выгреба шлака и фланец наддува, входящие в обязательный комплект, вмуровываются в кладку. Уплотнение рамок из уголка производится при помощи асбестового шнура смоченного в жидком глиняном растворе. Перечисленные элементы в бесфундаментной конструкции предусмотрены в раме каждого котла для конкретной топки.

Топочная литая панель с загрузочной дверцей крепится при помощи болтов с гайками к своим уголкам каркаса обмуровки.

Теплоизоляция котла выполнена из прошивных матов базальтового волокна в 2 слоя. Полотнище укладывается поверх трубной части котла и крепится при помощи проволочных стержней, приваренных к межтрубным полосам и загибаемых после укладки изоляции.

Поверх теплоизоляции на каркас навешиваются листы наружной обшивки, стыкуемые при помощи гнутых уголков и нащельников, закрепляемых на каркасе самонарезающими винтами.

На водоподводящем патрубке между входной задвижкой и котлом устанавливаются манометр и термометр, а на выходном патрубке - предохранительный клапан, термометр и манометр.

Приборные вставки (бочонок на входе и тройник на выходе воды) с контрольно-измерительными приборами и предохранительным клапаном устанавливаются в удобном для эксплуатационников месте с вертикальным расположением клапана. Для этого один фланец у бочонка и тройника не приварен, а взят на прихватки.

					13.03.01.2018.082.21 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

Между котлом и бочонком, и котлом и тройником не должно быть запорных органов.

Для слива воды из котла в торцы нижних труб боковых и задних экранов вварены резьбовые патрубки.

Принцип работы котлоагрегата заключается в передаче тепла сжигаемого на решетке топлива радиационно-конвективным способом теплоносителю (воде), циркулирующему в системе котел – потребитель – котел, для отопительных целей.

Не рекомендуется прямой водоразбор из системы и пополнение ее холодной водой, что приведет к неизбежному падению тепловой мощности котла и температуры воды на входе-выходе.

					<i>13.03.01.2018.082.21 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		19

2 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ

При выполнении выпускной квалификационной работы была изучена и проанализирована научная и учебно-методическая литература, периодически выпускаемые научные журналы, включающие в себя статьи в области теплоэнергетики, нормативно-правовую базу и законодательные акты Российской Федерации.

Основной литературой для выполнения технического перевооружения котельной ООО «Теплоэнергетик» является:

- Федеральный закон от 23 ноября 2009 г. №261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты РФ [1];
- Постановление правительства РФ от 31.12.2009 №1225 «О требованиях к региональным и муниципальным программам в области энергосбережения и повышения энергоэффективности [5];
- ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы» [6].

Для проектирования котельной, производительностью не более 3 МВт, основным документом является СП 89.13330.2012 «Котельные установки»[7]. Этот свод правил следует соблюдать при проектировании, строительстве, реконструкции, капитальном ремонте, расширении и техническом перевооружении котельных, работающих на любом виде топлива, с общей установленной тепловой мощностью 3 МВт и более с паровыми, водогрейными и пароводогрейными котлами, с давлением пара не более 3,9 МПа включительно и с температурой воды не более 200°С, включая установки для комбинированной выработки электроэнергии для собственных нужд.

Основными источниками, раскрывающими теоретические основы при проектировании тепломеханической части котельной является книга – «Котельные установки и их эксплуатация» Соколов Б.А. 2007[8]. В книге рассмотрены принципы работы и конструкции котельных агрегатов, их основных элементов и вспомогательного оборудования. Приведены сведения об энергетических топливах и организации их сжигания, освещены вопросы подготовки воды на электрических станциях.

Н.В. Кузнецов и В.В. Митор предлагают вариант расчёта водогрейного котла со слоевым сжиганием каменного угля. Подробно излагаются расчёты объёмов и энтальпий продуктов сгорания и воздуха; теплового баланса, расхода топлива; поверочные расчёты топочной камеры и конвективных поверхностей нагрева [9].

Автоматическое регулирование объектов теплоэнергетики. Липатников Г.А., Гузеев М.С. 2007 г. – в книге приведены краткие сведения по теории автоматического регулирования, методам математического моделирования объектов и сис-

					13.03.01.2018.082.21 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

тем регулирования объектов теплоэнергетики. Дано описание современных средств автоматизации, применяемых законов регулирования и их реализации. Приведены схемы автоматического регулирования и защиты основного и вспомогательного оборудования тепловых электростанций, в том числе при блочной ее компоновке, а также отопительных и производственных котельных, дано описание их работы[10]

Раздел «Безопасность жизнедеятельности» выполнялся с использованием следующих основных нормативных документов: Опасные и вредные производственные факторы; Электробезопасность [11]. Общие требования и номенклатура видов защит [12]; Пожарная безопасность[13]. Общие требования [14] и другие.

А.И. Грибанов изложил методы очистки дымовых газов от золы и газообразных токсичных веществ. Описал наиболее распространенные конструкции аппаратов для очистки газов. Рассмотрел основы проектирования систем пыле- золоулавливания и правила их технической эксплуатации, а также мероприятия по снижению выбросов газообразных токсичных веществ. Представил методику расчёта рассеивания вредных примесей [15].

Были использованы научная и учебно-методическая литература, для раздела экономика: «Экономико-управленческая часть выпускных квалификационных работ» А.А. Алабугин, Р.А. Алабугина. Учебное пособие предназначено для студентов, обучающихся в бакалавриате и магистратуре по направлению подготовки «Теплоэнергетика и теплотехника». Материалы пособия учитывают специфику профиля бакалавриата «Промышленная теплоэнергетика» и программы магистратуры «Оптимизация топливоиспользования в теплоэнергетике», раскрывают отличия содержания выпускных работ проектно-конструкторского и научно-исследовательского типов. Пособие предназначено для выполнения выпускных квалификационных работ (ВКР) бакалаврами и магистрантами, обучающимися на кафедре промышленной теплоэнергетики[16].

					13.03.01.2018.082.21 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

3 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

Энергосбережение – это совокупность мероприятий для реализации и оптимизации процессов эффективного использования топливно-энергетических ресурсов, т.е. Повышение КПД теплоэнергетических установок.

Энергосбережение подразделяют на следующие группы:

- При производстве тепловой энергии (увеличение коэффициента полезного действия теплоэнергетических установок, за счёт использования современных технологий сжигания топлива и когенеративной выработки тепло- и электроэнергии; повышение коэффициента использования тепла; использование систем распределённой генерации тепловой энергии и возобновляемых источников энергии; частичная и полная автоматизация технологических процессов; оснащение оборудования приборами учета; регулирование отпуска тепловой энергии; применение децентрализованных источников теплоснабжения);

- При передаче тепловой энергии в тепловых сетях (устранение потерь и утечек теплоносителя, за счёт ежегодных ремонтов и постоянного обслуживания тепловых сетей, применение современной запорно-регулирующей температуры, использование современных теплоизолирующих материалов, осуществление отпуска по графикам отпуска теплоты в зависимости от требований потребителя и метеорологических условий с помощью автоматизированного оборудования);

- При потреблении тепловой энергии (оснащение потребителей приборами учета, применение современных строительных материалов для обеспечения минимальных тепловых потерь, установка индивидуальных тепловых пунктов в каждом здании).

В 2009 году правительство Российской Федерации приняло решение о создании Федерального закона № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности» [1] и Постановление Правительства Российской Федерации от 31.12.2009 №1225 «О требованиях к региональным и муниципальным программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности» [3]. В следующем году была разработана и принята целевая программа в области энергосбережения и повышения энергоэффективности города Челябинска на 2011 - 2014 годы и на перспективу до 2020 года. Ее целью стало снижение к 2020 году затрат энергии на единицу ВВП на 40% и повышение эффективности использования энергетических ресурсов потребителями города Челябинска. Реализацией данного постановления занимается Муниципальное бюджетное учреждение «Челябинский городской фонд энергоэффективности и инновационных технологий».

В котельной ООО «Теплоэнергетик» энергосбережение осуществляется благодаря переходу с жидкого топлива на сжигание угля.

					13.03.01.2018.082.21 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

Мазут – жидкое топливо, которое должно быть всегда в подогретом состоянии. Для постоянного подогрева мазута тратится очень много электроэнергии, что обуславливает высокую себестоимость 1 Гкал тепловой энергии.

После перехода на сжигание угля, мазут останется как резервное топливо и не будет настолько больших затрат на его постоянный подогрев. Тем самым снизится себестоимость 1 Гкал тепловой энергии.

					<i>13.03.01.2018.082.21 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		23

4 ТЕПЛОВОЙ ПОВЕРОЧНЫЙ РАСЧЕТ КОТЛА КВМ-1,16К

4.1 Расчет объемов продуктов сгорания

В качестве основного вида топлива на исследуемой котельной используется каменный уголь.

Состав каменного угля в % по объему, приводим в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Состав каменного угля в % по объему

Влажность W^p	Зольность A^p	Сера S^p	Углерод C^p	Водород H^p	Азот N^p	Кислород O^p
1	2	3	4	5	6	7
12	18,9	0,4	59,1	3,4	1,7	4,5

В процессе теплового расчета водогрейного котла определяются теоретический и действительный объем воздуха, а так же продуктов сгорания.

Теоретический объем воздуха, который необходим для сгорания топлива в процессе сжигания газа при $\alpha = 1$ определяется по формуле (4.1):

$$V^0 = 0,0889 \cdot (C^p + 0,375 \cdot S^p) + 0,265 \cdot H^p - 0,0333 \cdot O^p, \text{ м}^3/\text{кг}, \quad (4.1)$$

$$V^0 = 0,0889 \cdot (59,1 + 0,375 \cdot 0,4) + 0,265 \cdot 3,4 - 0,0333 \cdot 4,5 = 6,02, \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Теоретический объем трехатомных газов определяется по формуле (4.2):

$$V_{RO_2} = 1,886 \cdot 0,01 \cdot (C^p + 0,375 \cdot S^p), \text{ м}^3/\text{кг}, \quad (4.2)$$

$$V_{RO_2} = 1,886 \cdot 0,01 \cdot (59,1 + 0,375 \cdot 0,4) = 1,11, \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Теоретический объем содержания азота в продуктах сгорания (4.3):

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot V^0 + 0,008 \cdot N^p, \text{ м}^3/\text{кг}, \quad (4.3)$$

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot 6,02 + 0,008 \cdot 1,7 = 4,77, \text{ м}^3/\text{кг}$$

Теоретический объем содержания водяных паров в продуктах сгорания (4.4):

					13.03.01.2018.082.21 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

$$V_{H_2O}^0 = 0,111 \cdot H^p + 0,0124 \cdot W^p + 0,0161 \cdot V^0, \text{ м}^3/\text{кг}, \quad (4.4)$$

$$V_{H_2O}^0 = 0,111 \cdot 3,4 + 0,0124 \cdot 12 + 0,0161 \cdot 6,02 = 0,62, \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Действительный объем продуктов сгорания рассчитывается с учетом коэффициента избытка воздуха в топке α_t , а так же объема присосов воздуха по газоходам котельных агрегатов. Величина коэффициента избытка воздуха на выходе из топки принимается для топки со слоевым сжиганием угля – 1,4, величина присоса воздуха $\Delta\alpha_m$ в газоходах котлоагрегата при номинальной нагрузке принимается равной:

- конвективный пучок котла $\Delta\alpha_k = 0,05$;
- чугунный экономайзер с обшивкой $\Delta\alpha_{эк} = 0,05$.

Нахождение величины действительного объема продуктов сгорания и его состава по газоходам приведем на примере топки. Результаты приводим в виде таблицы 4.2.

Таблица 4.2 – Нахождение действительного объема продуктов сгорания

Характеристика	Аналитическое выражение формулы	Теоретический объем, м ³ /кг $V^0 = 6,02$; $V_{RO_2} = 1,11$; $V_{N_2}^0 = 4,77$; $V_{H_2O}^0 = 0,62$		
		Газоход		
		Топка	Конвективный пучок	Экономайзер
1	2	3	4	5
Коэффициент избытка воздушной смеси после поверхности нагрева	$\alpha = \alpha_i + \Delta\alpha$ $\alpha = 1,4 + 0 = 1,4$	1,40	1,45	1,55
Объем азота, м ³ /кг	$V_{N_2} = V_{N_2}^0 + (\alpha - 1) \cdot V^0$ $V_{N_2} = 4,77 + (1,4 - 1) \cdot 6,02$	7,176	7,477	8,078
Объем водяного пара, м ³ /кг	$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,0161 \cdot (\alpha - 1) \cdot V^0$ $V_{H_2O} = 0,62 + 0,0161 \cdot (1,4 - 1) \cdot 6,02$	0,662	0,667	0,676
Общий объем продуктов сгорания, м ³ /кг	$V_z = V_{RO_2} + V_{N_2} + V_{H_2O}$ $V_z = 1,11 + 7,176 + 0,662$	8,948	9,254	9,864

Продолжение таблицы 4.2

1	2	3	4	5
Объемная доля трехатомного газа	$r_{RO_2} = \frac{V_{RO_2}}{V_z}$ $r_{RO_2} = \frac{1,11}{8,948}$	0,124	0,120	0,112
Объемная доля водяного пара	$r_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{V_z}$ $r_{H_2O} = \frac{0,662}{8,948} = 0,074$	0,074	0,072	0,069
Суммарная объемная доля	$r_n = r_{H_2O} + r_{RO_2}$ $r_n = 0,124 + 0,074 = 0,198$	0,198	0,192	0,181

4.2 Расчёт энтальпий воздуха и продуктов сгорания

Энтальпия теоретических объемов воздуха для выбранного диапазона температур вычисляются по нижеприведенной формуле (4.5):

$$H_e^0 = V^0 \cdot (ct)_e, \text{ кДж/кг}, \quad (4.5)$$

где $(ct)_e$ – энтальпия 1 м^3 воздуха.

Определим энтальпию теоретического объема воздуха для 30°C :

$$H_e^0 = 6,02 \cdot 39 = 234,72 \text{ кДж/кг}.$$

Энтальпия теоретического объема продуктов сгорания (4.6):

$$H_z^0 = V_{RO_2} (ct)_{RO_2} + V_{N_2}^0 (ct)_{N_2} + V_{H_2O}^0 (ct)_{H_2O}, \text{ кДж/кг}, \quad (4.6)$$

где $(ct)_{RO_2}, (ct)_{N_2}, (ct)_{H_2O}$ – энтальпия 1 м^3 трехатомного газа, объема азота и водяного пара, кДж/м^3 .

Определим энтальпию теоретического объема продуктов сгорания при 100°C :

$$H_z^0 = 1,11 \cdot 169 + 4,77 \cdot 130 + 0,62 \cdot 151 = 900,8 \text{ кДж/кг}.$$

Результаты расчета энтальпий воздуха и продуктов сгорания при различных температурах сведем в таблицу 4.3.

					13.03.01.2018.082.21 ПЗ	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 4.3 – Энтальпии теоретического объема воздуха и продуктов сгорания топлива

Температура, °С	$V^0 = 6,02$ м ³ /кг	$V_{RO_2} = 1,11$ м ³ /кг	$V_{N_2}^0 = 4,77$ м ³ /кг	$V_{H_2O}^0 = 0,62$ м ³ /кг	$H_z^o = H_{RO_2}^o + H_{N_2}^o + H_{H_2O}^o$ кДж/кг
	$H_g^o = V^0 \cdot (ct)_g$ кДж/кг	$H_{RO_2}^o = V_{RO_2} \cdot (ct)_{RO_2}$ кДж/кг	$H_{N_2}^o = V_{N_2}^0 \cdot (ct)_{N_2}$ кДж/кг	$H_{H_2O}^o = V_{H_2O}^0 \cdot (ct)_{H_2O}$ кДж/кг	
1	2	3	4	5	6
30	234,720	-	-	-	-
100	794,440	186,847	619,87	94,088	900,800
200	1600,910	394,701	1239,73	189,422	1823,853
300	2425,450	618,033	1869,13	288,494	2775,660
400	3262,010	853,527	2512,84	390,059	3756,425
500	4116,640	1101,183	3166,08	494,739	4762,004
600	4995,330	1351,049	3833,63	602,535	5787,214
700	5892,090	1615,289	4510,71	714,693	6840,694
800	6800,880	1886,162	5211,64	831,835	7929,635
900	7709,670	2157,035	5926,87	949,601	9033,503
1000	8642,530	2434,542	6646,86	1074,843	10156,249
1100	9599,470	2716,471	7366,86	1200,086	11283,419
1200	10556,410	3003,929	8082,09	1327,821	12413,840
1400	12494,35	3582,160	9579,30	1593,883	14755,348
1600	14462,40	4164,814	11076,52	1869,915	17111,247
1800	16424,42	4757,418	12597,57	2154,671	19509,661
2000	18440,61	5354,445	14132,93	2446,281	21933,656
2200	20456,80	5955,894	15687,36	2741,006	24384,262

Результаты расчета энтальпий воздуха, а так же продуктов сгорания в газоходах котлоагрегата сведем в таблицу 4.4, которая приведена ниже.

Таблица 4.4 – Результаты расчетов энтальпий воздуха и продуктов сгорания в газах котлоагрегата

Температура	Энтальпия в.	Энтальпия п.с.	Эффективное значение					
			$H_2 = H_2^o + (\alpha - 1)H_2^o$, кДж/кг					
			Топка $\alpha_k = 1,4$		Конвективный пучок $\alpha_k = 1,45$		Экономайзер $\alpha_{эж} = 1,55$	
$t, ^\circ\text{C}$	H_2^o , кДж/кг	H_2^o , кДж/кг	H_2	ΔH_2	H_2	ΔH_2	H_2	ΔH_2
1	2	3	4	5	6	7	8	9
100	794,4	900,8	1218,6		1258,3		1337,7	
200	1600,9	1823,8	2464,2	1245,6	2544,3	1286,0	2704,4	1366,6
300	2425,4	2775,6	3745,8	1281,6	3867,1	1322,8	4109,7	1405,3
400	3262,0	3756,4	5061,2	1315,4	5224,3	1357,2	5550,5	1440,9
500	4116,6	4762,0	6408,7	1347,4	6614,5	1390,2	7026,2	1475,6
600	4995,3	5787,2	7785,3	1376,7	8035,1	1420,6	8534,6	1508,5
700	5892,0	6840,6	9197,5	1412,2	9492,1	1457,0	10081,3	1546,7
800	6800,8	7929,6	10650,0	1452,5	10990,0	1497,9	11670,1	1588,8
900	7709,6	9033,5	12117,4	1467,4	12502,9	1512,8	13273,8	1603,7
1000	8642,5	10156,2	13613,3	1495,9	14045,4	1542,5	14909,6	1635,8
1100	9599,4	11283,4	15123,2	1509,9	15603,2	1557,8	16563,1	1653,5
1200	10556,4	12413,8	16636,4	1513,2	17164,2	1561,0	18219,9	1656,7
1400	12494,3	14755,3	19753,1	3116,7	20377,8	3213,6	21627,2	3407,4
1600	14462,4	17111,2	22896,2	3143,1	23619,3	3241,5	25065,6	3438,3
1800	16424,4	19509,6	26079,4	3183,2	26900,6	3281,3	28543,1	3477,5
2000	18440,6	21933,6	29309,9	3230,5	30231,9	3331,3	32076,0	3532,9
2200	20456,8	24384,2	32567,0	3257,1	33589,8	3357,9	35635,5	3559,5

4.3 Тепловой расчёт котельного агрегата КВм-1,16К

Тепловой баланс водогрейного котла можно охарактеризовать равенством прихода и расхода тепла. Тепловую эффективность котлоагрегата и его качество работы описывается коэффициентом полезного действия – КПД.

Приходную часть теплового баланса котельного агрегата определяют по формуле (4.7):

$$Q_{\text{прих}} = Q_p^p = Q_n^p + Q_{\text{ф.т.}} + Q_{\text{т.в.}}, \text{ кДж/кг}, \quad (4.7)$$

где Q_p^p – располагаемая теплота;

Q_n^p – низшая теплота сгорания топлива для угля (4.8);

$$Q_n^p = 339 \cdot C^p + 1030 \cdot H^p - 109 \cdot (O^p - S^p) - 25 \cdot W^p, \text{ кДж/кг}, \quad (4.8)$$

$$Q_n^p = 339 \cdot 59,1 + 1030 \cdot 3,4 - 109 \cdot (4,5 - 0,4) - 25 \cdot 12 = 22566,85 \text{ кДж/кг},$$

$Q_{\text{ф.т.}}$ – физическая теплота топлива, принимаем $Q_{\text{ф.т.}} = 0$, потому что топливом является уголь;

$Q_{\text{т.в.}}$ – физическая теплота воздуха, который подается в топку котельного агрегата в процессе подогрева его вне котлоагрегата, принимаем $Q_{\text{т.в.}} = 0$, потому что воздух перед подачей в котел дополнительно не подогревается.

Располагаемая теплота для котла составит (4.7):

$$Q_{\text{прих}} = Q_p^p = 22566,85 \text{ кДж/кг}.$$

Расходная часть теплового баланса котельного агрегата складывается из нижеприведенных составляющих (4.9):

$$Q_{\text{расх}} = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6 \quad (4.9)$$

Тепловой баланс котельного агрегата формируется применительно к установленному тепловому режиму, при этом потеря теплоты выражается в процентах располагаемой теплоты:

$$q_i = \frac{Q_i}{Q_p^p} \quad (4.10)$$

					13.03.01.2018.082.21 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

Разделив уравнение (4.9) на Q_p^p получаем следующее выражение (4.11):

$$100 = q_1 + q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + \sum q_6, \quad (4.11)$$

где q_1 – полезная использованная в котельном агрегате теплота;

q_2 – потери теплоты с уходящими газами;

q_3 – потери теплоты от химической неполноты сгорания каменного угля;

q_4 – потери теплоты от механической неполноты сгорания каменного угля;

q_5 – потери теплоты от наружного охлаждения;

$\sum q_6 = q_{\text{шил.}} + q_{\text{бохл.}}$ – потери от физической теплоты, которая содержится в удаляемом шлаке и от потерь от охлаждения панелей;

$q_{\text{шил.}} = 1$;

$q_{\text{бохл.}} = 0$, так как охлаждение элементов котельного агрегата не предусмотрено его конструкцией.

КПД котельного агрегата рассчитывается с помощью уравнения обратного баланса (4.12):

$$\eta_{\text{бр}} = 100 - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6), \% \quad (4.12)$$

Потери теплоты с уходящими газами q_2 определяется по формуле (4.13):

$$q_2 = \frac{Q_2}{Q_p^p} \cdot 100 = \frac{(H_{\text{yx}} - \alpha_{\text{yx}} \cdot H_{\text{xв}}^0) \cdot (100 - q_4)}{Q_p^p}, \% \quad (4.13)$$

где H_{yx} – энтальпия уходящих газов из котельного агрегата, определяемая по таблице 4.4 и соответствующая значению температуры $\vartheta_{\text{yx}} = 165^\circ\text{C}$, кДж/кг;

$$H_{\text{yx}} = 2704,04 \text{ кДж/кг};$$

$H_{\text{xв}}^0$ – энтальпия теоретического объема холодного воздуха при температуре 30°C . Данная величина определяется из таблицы 4.3 и имеет значение:

$$H_{\text{xв}}^0 = 234,72 \text{ кДж/кг}.$$

Потери теплоты из-за химического недожога q_3 для применяемого топлива – каменного угля – равны примерно 1 %.

					13.03.01.2018.082.21 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

Потери теплоты из-за механического недожога q_4 для применяемого топлива принимаем $q_4 = 5\%$.

Рассчитаем потери теплоты с уходящими газами q_2 (4.13):

$$q_2 = \frac{(2226,1 - 1,55 \cdot 234,72) \cdot (100 - 5)}{22566,85} = 7,84\%.$$

Потеря теплоты из-за наружного охлаждения q_5 принимаем равным 1%.

Рассчитаем значение коэффициента полезного действия котла (4.12):

$$\eta_{ка\ бр} = 100 - (7,84 + 1 + 5 + 1 + 1) = 84,16\% .$$

Суммарная потеря тепла в котле определяется по формуле (4.14):

$$\sum q = q_2 + q_3 + q_5, \%, \quad (4.14)$$

$$\sum q = 7,84 + 1 + 1 = 9,84\%$$

Для дальнейших расчетов определяется коэффициент потери теплоты φ (4.15):

$$\varphi = 1 - \frac{q_5}{\eta_{ка} - q_5}, \quad (4.15)$$

$$\varphi = 1 - \frac{1}{84,16 - 1} = 0,988.$$

Величина полного количества теплоты, которая полезно отдается в котлоагрегате, определяется по формуле (4.16):

$$Q_{ка} = G_B \cdot (h_{2в} - h_{хв}), \text{ кВт}, \quad (4.16)$$

где G_B – расход воды: для котла, $G_B = 11,11$ кг/с;

$h_{2в}$ – энтальпия горячей воды на выходе из котла (95°C), кДж/кг;

$h_{2в} = 398$ кДж/кг;

$h_{хв}$ – энтальпия холодной воды на входе в котел (70°C), кДж/кг;

$h_{хв} = 293,03$ кДж/кг.

					13.03.01.2018.082.21 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

$$Q_{ка} = 11,11 \cdot (398 - 293,03) = 1166,2 \text{ кВт.}$$

Расход топлива, которое подается в топку котлоагрегата, определяется по выражению (4.17):

$$B = \frac{Q_{ка}}{Q_p \cdot \eta_{ка}}, \text{ кг/с (кг/ч);} \quad (4.17)$$

$$B = \frac{1166,2}{22566,85 \cdot 0,8416} = 0,061 \text{ кг/с} = 219,6 \text{ кг/ч.}$$

Расчетный расход топлива, подаваемого в топку котлоагрегата (4.18):

$$B_p = \frac{B \cdot (100 - q_4)}{100}, \text{ кг/с,} \quad (4.18)$$

$$B_p = \frac{0,061 \cdot (100 - 5)}{100} = 0,058 \text{ кг/с.}$$

4.4 Тепловой расчет топочной камеры

Проверочный расчет топочной камеры котлоагрегата производится по средствам определения значения действительной температуры дымовых газов на выходе топочной камеры котельного агрегата \mathcal{G}_m'' с помощью выражения (4.19):

$$\mathcal{G}_m'' = \frac{T_a}{M \left(\frac{5,67 \cdot \psi_{cp} \cdot F_{cm} \cdot \alpha_m \cdot T_a^3}{10^{11} \cdot \varphi \cdot B_p \cdot Vc_{cp}} \right)^{0,6} + 1} - 273, \text{ } ^\circ\text{C} \quad (4.19)$$

где T_a – значение абсолютной температуры продуктов сгорания, К;

M – параметр, который учитывает распределение температуры по высоте топки;

φ – коэффициент потери теплоты;

B_p – величина расчетного расхода топлива, кг/с;

F_{cm} – площадь стен топки, м²;

ψ_{cp} – коэффициент тепловой эффективности экрана;

					13.03.01.2018.082.21 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

α_m – величина черноты топки;

Vc_{cp} – суммарная теплоемкость продуктов сгорания 1 кг топлива в интервале температуры $\vartheta_a - \vartheta_m''$, кДж/(кг·К);

$5,67 \cdot 10^{-8}$ – коэффициент излучения для абсолютно черного тела, Вт/(м²·К⁴).

С целью определения значений действительной температуры продуктов сгорания на выходе из топки, задаемся ее величиной $\vartheta_m'' = 900^\circ\text{C}$.

Исходя из принятой температуры газов на выходе топки и адиабатической температуре сгорания топливной массы ϑ_a определяются тепловые потери.

После этого с помощью известных геометрических характеристик топочной камеры, рассчитывается действительная температура на выходе из топки.

Поверочный расчет топки проводится в следующем порядке.

Для предварительно принятой температуры $\vartheta_m'' = 900^\circ\text{C}$ определяется энтальпия продуктов сгорания на выходе топки по таблице 4.4.

$$H_m'' = 12117,4 \text{ кДж/кг.}$$

Полезное тепловыделение топки (4.20):

$$Q_m = Q_p \cdot \frac{100 - q_3 - q_4 - q_6}{100 - q_4} + Q_{zв} - Q_{в.вн}, \text{ кДж/кг,} \quad (4.20)$$

где $Q_{zв}$ – теплота, которая вносится в топку воздухом. Для котлов, не имеющих воздухоподогревателей, определяется по выражению (4.21):

$$Q_{zв} = (\alpha_m - \Delta\alpha_m) \cdot H_{xв}^o + \Delta\alpha_m \cdot H_{xв}^o, \text{ кДж/кг,} \quad (4.21)$$

$$Q_{zв} = (1,4 - 0,05) \cdot 234,72 + 0,05 \cdot 234,72 = 328,61 \text{ кДж/кг.}$$

$Q_{в.вн}$ – теплота, которая внесена в котлоагрегат с поступающим воздухом, разогретым вне агрегата – принимается $Q_{в.вн} = 0$, потому что воздух перед котлом не подогревается.

$$Q_m = 22566,85 \cdot \frac{100 - 1 - 5 - 1}{100 - 5} + 328,61 = 22657,92 \text{ кДж/кг.}$$

					13.03.01.2018.082.21 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

Адиабатная (теоретическая) температура горения определяется исходя из величины полезного тепловыделения в топке: $Q_m = H_a$.

Исходя из таблицы 4.4, при $H_a = 22657,92$ кДж/кг адиабатная температура горения $\vartheta_a = 1564,8$ °С. Для расчетов адиабатная температура горения (4.22):

$$T_a = \vartheta_a + 273, \text{ К} \quad (4.22)$$

$$T_a = 1584,8 + 273 = 1857,8 \text{ К.}$$

Параметр $M = 0,59$, так как в котле слоевое сжигание топлива [17].

Значение коэффициента тепловой эффективности экрана определяется по выражению (4.23):

$$\psi_{cp} = \frac{\xi \cdot H_l}{F_{cm}}, \quad (4.23)$$

где ξ – коэффициент, который учитывает снижение тепловосприятия экрана из-за загрязненности либо закрытия изоляцией поверхности. Для слоевой топки при сжигании каменного угля $\xi = 0,6$ [9];

H_l – лучевоспринимающая поверхность топки (4.24):

$$H_l = F_{cm} \cdot x, \text{ м}^2 \quad (4.24)$$

где F_{cm} – площадь стен топочной камеры, м^2 ;

$$F_{cm} = 13,5 \text{ м}^2.$$

x – угловые коэффициенты экранов, определяемые по формуле (4.25):

$$x = -0,013 \cdot \left(\frac{S}{d}\right)^2 - 0,1412 \cdot \left(\frac{S}{d}\right) + 1,1597, \quad (4.25)$$

где d – наружный диаметр экранных труб, мм;

S – шаг экранных труб, мм.

По конструктивным размерам котла: $d = 70$ мм, $S = 85$ мм.

					13.03.01.2018.082.21 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

$$x = -0,013 \cdot \left(\frac{85}{70}\right)^2 - 0,1412 \cdot \left(\frac{85}{70}\right) + 1,1597 = 0,97.$$

$$H_{\text{л}} = 13,5 \cdot 0,97 = 13,1 \text{ м}^2.$$

$$\psi = \frac{0,6 \cdot 13,1}{13,5} = 0,58.$$

Эффективная толщина излучающего слоя топки (4.26):

$$S = 3,6 \cdot \frac{V_m}{F_{\text{cm}}}, \text{ м}^2 \quad (4.26)$$

где V_m – объем стен топочной камеры, м^3 .

По конструктивным размерам топки: $V_m = 2,95 \text{ м}^3$,

$$S = 3,6 \cdot \frac{2,95}{13,5} = 0,79 \text{ м}^2.$$

Степень черноты факела α_{ϕ} определяется по формуле (4.27):

$$\alpha_{\phi} = 1 - e^{-k \cdot p \cdot s}, \quad (4.27)$$

где k – коэффициент ослабления лучей топочной средой, $1/(\text{м} \cdot \text{МПа})$;

p – давление в топке, МПа; для слоевых топок принимаем $p = 0,1 \text{ МПа}$;

Коэффициент ослабления лучей топочной средой (4.28):

$$k = k_{\text{нс}} + k_{\text{зл}} \cdot \mu_{\text{зл}} + k_{\text{кокс}} \cdot \chi_1 \cdot \chi_2, \quad 1/(\text{м} \cdot \text{МПа}), \quad (4.28)$$

где $k_{\text{нс}}$ – коэффициент ослабления лучей несветящейся частью топочной камеры, $1/(\text{м} \cdot \text{МПа})$;

$k_{\text{зл}}$ – коэффициент ослабления лучей золовыми частицами, $1/(\text{м} \cdot \text{МПа})$;

$\mu_{\text{зл}}$ – средняя концентрация золы в продуктах сгорания, $\text{г}/\text{м}^3$;

										Лист
										35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.082.21 ПЗ					

$k_{\text{КОКС}}$ – коэффициент ослабления лучей коксовыми частицами, $1/(\text{м} \cdot \text{МПа})$, принимаем $k_{\text{КОКС}} = 10 \text{ } 1/(\text{м} \cdot \text{МПа})$;

χ_1 и χ_2 – безразмерные параметры, учитывающие влияние концентрации коксовых частиц в факеле и зависящие от вида топлива и способа его сжигания.

Т.к. топливом является каменный уголь $\chi_1 = 0,5$; при слоевом сжигании топлива $\chi_2 = 0,03$.

Коэффициент ослабления лучей несветящейся частью топочной камеры может быть определен по формуле (4.29):

$$k_{\text{ис}} = r_n \cdot k_2, \text{ } 1/(\text{м} \cdot \text{МПа}), \quad (4.29)$$

где r_n – суммарная объемная доля трехатомных газов и водяных паров, определяемая в таблице 4.2;

k_2 – коэффициент ослабления лучей трехатомными газами, $1/(\text{м} \cdot \text{МПа})$, определяемый по формуле (4.30):

$$k_2 = \left(\frac{7,8 + 16 \cdot r_{\text{H}_2\text{O}}}{3,16 \cdot \sqrt{p_n \cdot S}} - 1 \right) \cdot \left(1 - 0,37 \cdot \frac{g_m'' + 273}{1000} \right), \text{ } 1/(\text{м} \cdot \text{МПа}), \quad (4.30)$$

где $r_{\text{H}_2\text{O}}$ – объемная доля водяных паров в продуктах сгорания, определяемая в таблице 4.2;

p_n – суммарное парциальное давление трехатомных газов, МПа, определяемое по формуле (4.31):

$$p_n = r_n \cdot p, \text{ МПа}, \quad (4.31)$$

$$p_n = 0,198 \cdot 0,1 = 0,0198 \text{ МПа}.$$

$$k_2 = \left(\frac{7,8 + 16 \cdot 0,074}{3,16 \cdot \sqrt{0,0198 \cdot 0,79}} - 1 \right) \cdot \left(1 - 0,37 \cdot \frac{900 + 273}{1000} \right) = 12,3 \text{ } 1/(\text{м} \cdot \text{МПа}).$$

$$k_{\text{ис}} = 0,198 \cdot 12,3 = 2,435 \text{ } 1/(\text{м} \cdot \text{МПа}).$$

Найдем коэффициент ослабления лучей золовыми частицами (4.32):

					13.03.01.2018.082.21 ПЗ	Лист 36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$k_{3л} = \frac{44}{\sqrt[3]{(g_m'' + 273)^2 \cdot d_{3л}^2}}, 1/(\text{м} \cdot \text{МПа}), \quad (4.32)$$

где $d_{3л}$ – эффективный диаметр золовых частиц, мкм; $d_{3л} = 20$ мкм.

$$k_{3л} = \frac{44}{\sqrt[3]{(900 + 273)^2 \cdot 20^2}} = 0,054 1/(\text{м} \cdot \text{МПа}).$$

Средняя концентрация золы в продуктах сгорания, г/м³ (4.33):

$$\mu_{3л} = \frac{10 \cdot A^p \cdot a_{yh}}{V_2}, \text{ г/м}^3, \quad (4.33)$$

где A^p – Зольность каменного угля в %, определяемая по таблице 4.1;

V_2 – общий объем продуктов сгорания, м³/кг, определяемый по таблице 4.2;

a_{yh} – доля золы топлива, уносимая газами, для данного топлива $a_{yh} = 0,15$.

$$\mu_{3л} = \frac{10 \cdot 18,9 \cdot 0,15}{8,948} = 3,17 \text{ г/м}^3.$$

$$k = 2,435 + 0,054 \cdot 3,17 + 10 \cdot 0,5 \cdot 0,03 = 2,76 1/(\text{м} \cdot \text{МПа}).$$

$$a_{\phi} = 1 - e^{-2,760,10,79} = 0,196.$$

Степень черноты топки, при слоевом сжигании угля, определяется по следующей формуле (4.34):

$$a_m = \frac{a_{\phi} + (1 - a_{\phi}) \cdot \rho}{1 - (1 - a_{\phi}) \cdot (1 - \rho) \cdot (1 - \psi_{cp})}, \quad (4.34)$$

где ρ - отношение площади зеркала горения, к площади стен топки (4.35):

$$\rho = \frac{R}{F_{cm}}, \quad (4.35)$$

					13.03.01.2018.082.21 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

где R – площадь зеркала горения, м^2 ; по конструктивным размерам топочной камеры $R = 2,9 \text{ м}^2$.

$$\rho = \frac{2,9}{13,5} = 0,215.$$

$$a_m = \frac{0,196 + (1 - 0,196) \cdot 0,215}{1 - (1 - 0,196) \cdot (1 - 0,215) \cdot (1 - 0,58)} = 0,5.$$

Определим суммарную теплоемкость продуктов сгорания 1 кг топлива в интервале температур $\mathcal{G}_a - \mathcal{G}_m''$ по формуле (4.36):

$$V_{c_{cp}} = \frac{Q_m - H_m''}{T_a - T_m''}, \text{ кДж}/(\text{кг} \cdot \text{К}), \quad (4.36)$$

$$V_{c_{cp}} = \frac{22657,92 - 12117,4}{1857,8 - 1173} = 15,4 \text{ кДж}/(\text{кг} \cdot \text{К}).$$

Температура продуктов сгорания на выходе из топочной камеры (4.19):

$$\mathcal{G}_m'' = \frac{1857,8}{0,59 \cdot \left(\frac{5,67 \cdot 0,58 \cdot 13,5 \cdot 0,5 \cdot 1857,8^3}{10^{11} \cdot 0,988 \cdot 0,058 \cdot 15,4} \right)^{0,6} + 1} - 273 = 767^\circ\text{C}.$$

Так как полученная температура отличается от заданной больше чем на 100°C , то делаем первое приближение.

Задаемся температурой продуктов сгорания в топке $\mathcal{G}_m'' = 770^\circ\text{C}$.

Для данной температуры по таблице 4.4 определяем энтальпию продуктов сгорания: $H_m'' = 10214,25 \text{ кДж}/\text{кг}$.

Коэффициент ослабления лучей трехатомными газами (4.30):

$$k_2 = \left(\frac{7,8 + 16 \cdot 0,074}{3,16 \cdot \sqrt{0,0198 \cdot 0,79}} - 1 \right) \cdot \left(1 - 0,37 \cdot \frac{770 + 273}{1000} \right) = 13,35 \text{ 1}/(\text{м} \cdot \text{МПа}).$$

Коэффициент ослабления лучей несветящейся частью топочной камеры (4.29):

$$k_{нс} = 13,35 \cdot 0,198 = 2,64 \text{ 1}/(\text{м} \cdot \text{МПа}).$$

					13.03.01.2018.082.21 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

Коэффициент ослабления лучей золовыми частицами (4.32):

$$k_{3л} = \frac{44}{\sqrt[3]{(770 + 273)^2 \cdot 20_{3л}^2}} = 0,058 \text{ 1/(м·МПа)}.$$

Коэффициент ослабления лучей топочной средой (4.28):

$$k = 2,64 + 0,058 \cdot 3,17 + 10 \cdot 0,5 \cdot 0,03 = 2,97 \text{ 1/(м·МПа)}.$$

Степень черноты факела (4.27):

$$\alpha_{\phi} = 1 - e^{-2,97 \cdot 0,10,79} = 0,209.$$

Степень черноты топки (4.34):

$$\alpha_m = \frac{0,209 + (1 - 0,209) \cdot 0,215}{1 - (1 - 0,209) \cdot (1 - 0,215) \cdot (1 - 0,58)} = 0,51.$$

Суммарная теплоемкость продуктов сгорания(4.36):

$$Vc_{cp} = \frac{22657,92 - 10214,25}{1857,8 - 1043} = 15,27 \text{ кДж/(кг·К)}.$$

Температура продуктов сгорания на выходе из топочной камеры (4.19):

$$g_m'' = \frac{1857,8}{0,59 \cdot \left(\frac{5,67 \cdot 0,58 \cdot 13,5 \cdot 0,51 \cdot 1857,8^3}{10^{11} \cdot 0,988 \cdot 0,058 \cdot 15,27} \right)^{0,6} + 1} - 273 = 760^{\circ}\text{C}.$$

Расчетная уточненная температура $g_m'' = 760^{\circ}\text{C}$ на выходе топочной камеры отличается от ранее принятой на 10°C .

Полученную температуру используем для дальнейшего расчета, в качестве температуры на выходе топки.

Энтальпия продуктов сгорания на выходе из топки определяется по таблице 4.4 и равна $H_m'' = 10069 \text{ кДж/кг}$.

									Лист
									39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.082.21 ПЗ				

4.5 Расчет конвективного пучка котла

Расчет конвективных поверхностей котельного агрегата производим в нижеприведенной последовательности.

По техническим характеристикам котлоагрегата определим конструктивные характеристики газохода котла:

- значение площади поверхности нагрева конвективного пучка $H=61,3 \text{ м}^2$;
- поперечный шаг труб, $S_1 = 156 \text{ мм}$;
- продольный шаг труб, $S_2 = 120 \text{ мм}$;
- наружный диаметр, толщина стенки трубы, $d = 70 \times 3 \text{ мм}$;
- площадь сечения для прохода продуктов сгорания, $F = 0,45 \text{ м}^2$.

Рассчитываем относительный шаг:

- поперечный $\sigma_1 = \frac{S_1}{d} = \frac{156}{70} = 2,23$;
- продольный $\sigma_2 = \frac{S_2}{d} = \frac{120}{70} = 1,71$.

Принимаем предварительную величину температуры продуктов сгорания после газохода: $\mathcal{G}'' = 195^\circ\text{C}$.

Энтальпия продуктов сгорания на выходе из конвективного пучка определяется по таблице 4.4 и равна: $H'' = 2480 \text{ кДж/кг}$.

Определяем теплоту, которая отдана продуктами сгорания, используя уравнение теплового баланса (4.37):

$$Q_o = \varphi \cdot (H' - H'' + \Delta\alpha_k \cdot H_{пр.в}^0), \text{ кДж/кг} \quad (4.37)$$

где $\varphi = 0,988$ – коэффициент потери теплоты;

H' – значение энтальпии продуктов сгорания перед конвективным пучком, принимается из расчета топочной камеры $H' = H_m'' = 10069 \text{ кДж/кг}$, при $\mathcal{G}_m'' = 760^\circ\text{C}$

H'' – значение энтальпии продуктов сгорания после конвективного пучка, принимается из таблицы 4.4 при $\mathcal{G}'' = 195^\circ\text{C}$, $H'' = 2480 \text{ кДж/кг}$;

$\Delta\alpha_k = 0,05$, присос воздуха в конвективном пучке;

$H_{пр.в}^0$ – значение энтальпии присосанного воздуха при $t_g = 30^\circ\text{C}$,

$H_{пр.в}^0 = H_{х.в}^0 = 234,72 \text{ кДж/кг}$;

$$Q_o = 0,988 \cdot (10069 - 2480 + 0,05 \cdot 234,72) = 7509,5 \text{ кДж/кг}$$

					13.03.01.2018.082.21 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

Значение расчетной температуры продуктов сгорания в конвективном пучке определяется по выражению (4.38):

$$g_{cp} = \frac{g_m'' + g''}{2}, \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (4.38)$$

$$g_{cp} = \frac{760 + 195}{2} = 477,5^\circ\text{C}.$$

Определим температурный напор (4.39):

$$\Delta t = \frac{\Delta t_{\delta} - \Delta t_m}{2,3 \cdot \lg\left(\frac{\Delta t_{\delta}}{\Delta t_m}\right)}, \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (4.39)$$

где Δt_{δ} – максимальная разность температур сред, $^\circ\text{C}$ (4.40):

$$\Delta t_{\delta} = g_m'' - t_{\delta}', \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (4.40)$$

где t_{δ}' – средняя температура воды в конвективном пучке, $t_{\delta}' = 85^\circ\text{C}$.

$$\Delta t_{\delta} = 760 - 85 = 675^\circ\text{C},$$

Δt_m – минимальная разность температур сред, $^\circ\text{C}$ (4.41):

$$\Delta t_m = g'' - t_{\delta}', \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (4.41)$$

$$\Delta t_m = 195 - 85 = 110^\circ\text{C}.$$

$$\Delta t = \frac{675 - 110}{2,3 \cdot \lg\left(\frac{675}{110}\right)} = 311,8^\circ\text{C}.$$

					<i>13.03.01.2018.082.21 ПЗ</i>	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Средний секундный расход продуктов сгорания, проходящих через конвективный пучок, определяется по формуле (4.42):

$$V_c = B_p \cdot V_z \cdot \left(\frac{273 + \vartheta_{cp}}{273} \right), \text{ м}^3/\text{с}, \quad (4.42)$$

$$V_c = 0,058 \cdot 9,254 \cdot \left(\frac{273 + 477,5}{273} \right) = 1,48 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Средняя скорость продуктов сгорания в поверхности нагрева (4.43):

$$w_z = \frac{V_c}{F}, \text{ м/с}, \quad (4.43)$$

$$w_z = \frac{1,48}{0,45} = 3,3 \text{ м/с}.$$

Определим величину коэффициента теплоотдачи конвекцией от продуктов сгорания к поверхности нагрева в случае поперечного омывания шахматных глаткотрубных пучков, используя следующее выражение (4.44):

$$\alpha_k = \alpha_n \cdot c_\phi \cdot c_z \cdot c_s, \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}), \quad (4.44)$$

где α_n – коэффициент теплоотдачи – определяется с помощью номограммы;

$$\alpha_n = 35,5 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К});$$

c_z – значение поправки на число рядов труб, определяется с помощью номограммы: $c_z = 1$;

c_s – значение поправки на компоновку пучка, определяется с помощью номограммы: $c_s = 0,96$;

c_ϕ – коэффициент, который учитывает влияние параметров потока, определяется с помощью номограммы: $c_\phi = 0,98$;

$$\alpha_k = 35,5 \cdot 1 \cdot 0,96 \cdot 0,98 = 32,7, \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}).$$

Коэффициент загрязнения поперечно-омываемых шахматных пучков при сжигании твердого топлива рассчитывают по формуле (4.45):

					13.03.01.2018.082.21 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

$$\varepsilon = \varepsilon_0 \cdot c_\phi \cdot c_d + \Delta\varepsilon, \text{ (м}^2 \cdot \text{К)/Вт}, \quad (4.45)$$

где ε_0 – исходный коэффициент загрязнения определяемый по номограмме:

$$\varepsilon_0 = 0,0067 \text{ (м}^2 \cdot \text{К)/Вт};$$

c_ϕ – поправка на фракционный состав золы, для углей $c_\phi = 1$;

c_d – поправка на диаметр труб, определяемая по графику, $c_d = 1,9$;

$\Delta\varepsilon$ – поправка к коэффициенту загрязнения, $\Delta\varepsilon = 0,003 \text{ (м}^2 \cdot \text{К)/Вт}$.

$$\varepsilon = 0,0067 \cdot 1 \cdot 1,9 + 0,003 = 0,0157, \text{ (м}^2 \cdot \text{К)/Вт}.$$

Коэффициент теплопередачи определяется по формуле (4.46):

$$k = \frac{\alpha_\kappa}{1 + \varepsilon \cdot \alpha_\kappa}, \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}, \quad (4.46)$$

$$k = \frac{32,7}{1 + 0,0157 \cdot 32,7} = 21,7, \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}.$$

В конвективном пучке, теплота от газов к теплоносителю, передается в процессе теплоотдачи конвекцией и определяется из уравнения теплопередачи (4.47):

$$Q_\kappa = \frac{k \cdot H \cdot \Delta t}{10^3 \cdot B_p}, \text{ кДж/кг}, \quad (4.47)$$

$$Q_\kappa = \frac{21,7 \cdot 61,3 \cdot 311,8}{10^3 \cdot 0,058} = 7118 \text{ кДж/кг}.$$

4.6 Расчет экономайзера

По техническим характеристикам экономайзера определим конструктивные характеристики нужные для расчета:

- значение площади поверхности нагрева конвективного пучка $H=12,7 \text{ м}^2$;
- площадь сечения для прохода продуктов сгорания, $F = 0,24 \text{ м}^2$.

Принимаем предварительную величину температуры продуктов сгорания после экономайзера: $\vartheta'' = 165^\circ\text{C}$.

					13.03.01.2018.082.21 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

Энтальпия продуктов сгорания на выходе из экономайзера определяется по таблице 4.4 и равна: $H'' = 2226,1$ кДж/кг.

Определяем теплоту, которая отдана продуктами сгорания, используя уравнение теплового баланса (4.48):

$$Q_{\sigma} = \varphi \cdot (H' - H'' + \Delta\alpha_{\kappa} \cdot H_{np.в}^0), \text{ кДж/кг} \quad (4.48)$$

где $\varphi = 0,988$ – коэффициент потери теплоты;

H' – значение энтальпии продуктов сгорания перед экономайзером, принимается из расчета конвективного пучка $H' = 2636,1$ кДж/кг, при $\vartheta' = 195^{\circ}\text{C}$

$\Delta\alpha_{\kappa} = 0,1$, присос воздуха в экономайзере;

$H_{np.в}^0$ – значение энтальпии присосанного воздуха при $t_{\sigma} = 30^{\circ}\text{C}$,

$H_{np.в}^0 = H_{x.в}^0 = 234,72$ кДж/кг;

$$Q_{\sigma} = 0,988 \cdot (2636,1 - 2226,1 + 0,1 \cdot 234,72) = 428 \text{ кДж/кг}$$

Значение расчетной температуры продуктов сгорания в экономайзере определяется по выражению (4.49):

$$\vartheta_{cp} = \frac{\vartheta'' + \vartheta'}{2}, \text{ }^{\circ}\text{C}, \quad (4.49)$$

$$\vartheta_{cp} = \frac{195 + 165}{2} = 180^{\circ}\text{C}.$$

Определим температурный напор (4.50):

$$\Delta t = \frac{\Delta t_{\sigma} + \Delta t_{\kappa}}{2}, \text{ }^{\circ}\text{C}, \quad (4.50)$$

где Δt_{σ} – максимальная разность температур сред, $^{\circ}\text{C}$ (4.51):

$$\Delta t_{\sigma} = \vartheta'' - t', \text{ }^{\circ}\text{C}, \quad (4.51)$$

					13.03.01.2018.082.21 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

где t' – температура воды на входе в экономайзер, $t'_g = 70^\circ\text{C}$.

$$\Delta t_g = 195 - 70 = 125^\circ\text{C},$$

Δt_m – минимальная разность температур сред, $^\circ\text{C}$ (4.52):

$$\Delta t_m = g' - t'', \text{ }^\circ\text{C}, \quad (4.52)$$

где t'' – температура воды на выходе из экономайзера, $t'_g = 75^\circ\text{C}$.

$$\Delta t_m = 165 - 75 = 90^\circ\text{C}.$$

$$\Delta t = \frac{125 + 90}{2} = 107,5^\circ\text{C}.$$

Средний секундный расход продуктов сгорания, проходящих через экономайзер, определяется по формуле (4.53):

$$V_c = B_p \cdot V_z \cdot \left(\frac{273 + g_{cp}}{273} \right), \text{ м}^3/\text{с}, \quad (4.53)$$

$$V_c = 0,058 \cdot 9,864 \cdot \left(\frac{273 + 180}{273} \right) = 0,95 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Средняя скорость продуктов сгорания в экономайзере (4.54):

$$w_z = \frac{V_c}{F}, \text{ м/с}, \quad (4.54)$$

$$w_z = \frac{0,95}{0,24} = 4 \text{ м/с}.$$

Определим величину коэффициента теплоотдачи конвекцией от продуктов сгорания к поверхности нагрева в случае поперечного омывания коридорных глаткотрубных пучков, используя следующее выражение (4.55):

$$\alpha_1 = \alpha_{1np}, \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}), \quad (4.55)$$

					<i>13.03.01.2018.082.21 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

где α_{1np} – приведенный коэффициент теплоотдачи определяемый по номограмме:
 $\alpha_{1np} = 30 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$.

$$\alpha_1 = 30 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}).$$

Коэффициент теплопередачи определяется по формуле (4.56):

$$k = \psi \cdot \alpha_1, \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}), \quad (4.56)$$

где ψ – коэффициент тепловой эффективности поверхности гладкотрубчатых пучков, $\psi = 0,6$.

$$k = 0,6 \cdot 30 = 18, \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}).$$

В экономайзере, теплота от газов к теплоносителю, передается в процессе теплоотдачи конвекцией и определяется из уравнения теплопередачи (4.57):

$$Q_{\kappa} = \frac{k \cdot H \cdot \Delta t}{10^3 \cdot B_p}, \text{ кДж/кг}, \quad (4.57)$$

$$Q_{\kappa} = \frac{18 \cdot 12,7 \cdot 107,5}{10^3 \cdot 0,058} = 419 \text{ кДж/кг}.$$

4.7 Проверка теплового баланса

Расчёты считается верными, если выполняется условие приведенное в следующей формуле (4.58):

$$\frac{\Delta Q}{Q_p^p} \cdot 100 \leq 0,5\%, \quad (4.58)$$

где ΔQ – расчетная невязка теплового баланса (4.59):

$$\Delta Q = Q_p^p \cdot \eta_{\kappa a} - (Q_l^m + Q_{\kappa} + Q_{\text{эк}}) \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100}\right), \text{ кДж/кг}, \quad (4.59)$$

					13.03.01.2018.082.21 ПЗ	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где Q_l^m – лучистое тепловосприятие топки определяемое по формуле (4.60):

$$Q_l^m = \varphi \cdot (Q_m - H_m^*), \text{ кДж/кг}, \quad (4.60)$$

$$Q_l^m = 0,988 \cdot (22657,92 - 10069) = 12437,9, \text{ кДж/кг}.$$

$$\Delta Q = 22566,85 \cdot 0,8416 - (12437,9 + 7118 + 419) \cdot \left(1 - \frac{5}{100}\right) = 16,1 \text{ кДж/кг}.$$

Проверяем условие теплового баланса (4.61):

$$\frac{16,1}{22566,85} \cdot 100 = 0,07\% \leq 0,5\% .$$

Условия теплового баланса соблюдены.

					<i>13.03.01.2018.082.21 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						47
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

5 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ

Основной вклад в загрязнение воздушного бассейна вносят процессы сжигания органического топлива, в том числе котельные установки.

При сжигании твердого топлива образуются следующие токсичные вещества: оксид углерода CO (4-й класс опасности), диоксид серы SO_2 (3-й класс опасности), диоксид азота NO_2 (2-й класс опасности), а также взвешенные вещества (зола, сажа и коксовые остатки), токсичность которых зависит от содержащихся в них примесей.

Продукты полного сгорания углеводородной части топлив – CO_2 и H_2O не являются токсичными. Тем не менее процесс даже полного сгорания топлива оказывает негативное воздействие на окружающую среду:

- возрастание содержания CO_2 в атмосфере способствует изменению температурных условий на планете вследствие парникового эффекта;
- увеличивается тепловое загрязнение атмосферы вследствие достаточно высокой температуры уходящих газов;
- для процессов горения топлива потребляется большой объём кислорода из зоны дыхания человека.

В случае неполного сгорания воздушный бассейн загрязняется веществами, большинство из которых токсичны (CO , сажа, углеводороды).

При сжигании всех видов топлив в условиях высоких температур образуются оксиды азота – NO_x ($NO + NO_2$). Содержание NO составляет 95-98%, а NO_2 только 2-5%. При движении по газовому тракту соотношение NO_x не изменяется, но при выбросе в атмосферу более 70% NO окисляется до NO_2 .

Образование NO_x в топочной камере увеличивается при наличии азота N^p в рабочей массе топлива.

Все оксиды азота оказывают негативное воздействие на здоровье человека. Диоксид азота наиболее токсичный из группы NO_x . Диоксид азота (NO_2) – негорючий газ оранжево-красновато-бурого цвета (в зависимости от концентрации), с удушливым запахом.

Особая опасность оксидов азота в том, что они отнесены к канцерогенам – веществам, стимулирующим в сочетании с канцерогенами развитие онкологических заболеваний.

Содержание серы (S^p) в составе топлива приводит к образованию в топочной камере и выбросу в атмосферу оксидов SO_x (SO_2+SO_3), причём SO_2 – (98 –99)% от SO_x , а SO_3 – (1-2)%.

Наиболее токсичным из сернистых соединений является диоксид серы – сернистый ангидрид SO_2 – ядовитый, удушливый газ с резким запахом

					13.03.01.2018.082.21 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

Диоксид серы (SO_2) обладает резко раздражающим действием на дыхательные пути, вызывает заболевания бронхиальной системы, астму и др. заболевания дыхательных органов.

Особая опасность SO_2 заключается в том, что, как и диоксид азота (NO_2), этот газ отнесен к группе коканцерогенов, усиливающих воздействие канцерогенных веществ на организм человека.

Минеральная составляющая A^p обуславливает выброс частиц золы с продуктами сгорания в воздушный бассейн.

Зола – мелкодисперсные частицы серого цвета, нерастворимые в воде. Состав золы зависит от вида сжигаемого топлива.

Воздействие золы несколько отличается от воздействия нейтральной пыли за счет примесей, содержащихся в золе. Если нейтральная пыль только механически осаждается в дыхательном тракте, то многие виды золы – токсичны [18].

Значение максимально разовых и среднесуточных предельно допустимых концентраций, утвержденные Минздравом, для наиболее часто встречающихся веществ, приведены в таблице 5.1 [19].

Таблица 5.1 – Максимально разовые и среднесуточные ПДК

Загрязняющее вещество	ПДК, мг/м ³	
	Максимально-разовая	Среднесуточная
1	2	3
Сернистый ангидрид (SO_2)	0,500	0,050
Оксид углерода (CO)	3,000	1,000
Оксид азота (NO)	0,600	0,060
Двуокись азота (NO_2)	0,085	0,040
Зола	0,050	0,020

5.1 Расчет циклона

Так как новым топливом для котельной является каменный уголь необходимо за котлом установить циклон-золоуловитель.

Выберем циклон ЦН-15 и проведем расчет данного циклона.

Оптимальная скорость продуктов сгорания в циклоне $\omega_{opt} = 3,5$ м/с.

Приведем количество продуктов сгорания к рабочим условиям (5.1):

$$V_p = \frac{P_n \cdot V_n \cdot T_p}{P_{атм} \cdot T_n}, \text{ м}^3/\text{с}, \quad (5.1)$$

где $P_{атм} = 760$ мм.рт.ст. – атмосферное давление при нормальных условиях;

$P_{атм} = 730$ мм.рт.ст. – атмосферное давление при реальных условиях;

$T_n = 273$ К – температура при нормальных условиях;

V_n – количество продуктов сгорания при нормальных условиях (5.2):

$$V_n = B_p \cdot V_z, \text{ м}^3/\text{с}, \quad (5.2)$$

$$V_n = 0,058 \cdot 9,864 = 0,57 \text{ м}^3/\text{с};$$

T_p – температура при рабочих условиях (5.3):

$$T_p = \vartheta_{yx} + 273, \text{ К}, \quad (5.3)$$

где ϑ_{yx} – температура уходящих газов после котла, принимаем ее из расчета котла равной $\vartheta_{yx} = 165^\circ\text{C}$.

$$T_p = 165 + 273 = 438 \text{ К}.$$

$$V_p = \frac{760 \cdot 0,57 \cdot 438}{730 \cdot 273} = 0,95 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Определим необходимую площадь сечения циклона (5.4):

$$F = \frac{V_p}{\omega_{онт}}, \text{ м}^2, \quad (5.4)$$

					13.03.01.2018.082.21 ПЗ	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$F = \frac{0,95}{3,5} = 0,271 \text{ м}^2.$$

Диаметр циклона определяется по формуле (5.5):

$$D = \sqrt{\frac{F}{0,785 \cdot N}}, \text{ м}, \quad (5.5)$$

где N – количество циклонов, $N = 4$.

$$D = \sqrt{\frac{0,271}{0,785 \cdot 4}} = 0,293 \text{ м}.$$

Принимаем циклон с диаметром, который максимально приближен к полученному, $D = 0,3$ м.

Рассчитаем действительную скорость продуктов сгорания в циклоне (5.6):

$$\omega = \frac{V_p}{0,785 \cdot N \cdot D^2}, \text{ м/с}, \quad (5.6)$$

$$\omega = \frac{0,95}{0,785 \cdot 4 \cdot 0,3^2} = 3,36 \text{ м/с}.$$

Определим процент отклонения действительной скорости продуктов сгорания в циклоне от оптимальной (5.7). Отклонение δ не должно превышать 15%.

$$\delta = \frac{\omega_{opt} - \omega}{\omega_{opt}} \cdot 100, \%, \quad (5.7)$$

$$\delta = \frac{3,5 - 3,36}{3,5} \cdot 100 = 4\% \leq 15\%.$$

Введем поправочный коэффициент ξ (5.8):

					13.03.01.2018.082.21 ПЗ	Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\xi = K_1 \cdot K_2 \cdot \xi_{Ц500}^C + K_3, \quad (5.8)$$

где K_1 – поправочный коэффициент на диаметр циклона, $K_1 = 0,93$;

K_2 – поправочный коэффициент на плотность золы в продуктах сгорания $K_2 = 0,86$;

K_3 – коэффициент, учитывающий дополнительные потери давления, связанные с компоновкой циклонов в группу, $K_3 = 35$;

$\xi_{Ц500}^C$ – коэффициент гидравлического сопротивления одиночного циклона диаметром 500 мм, $\xi_{Ц500}^C = 155$.

$$\xi = 0,93 \cdot 0,86 \cdot 155 + 35 = 158,9.$$

Определим потери давления в циклоне (5.9):

$$\Delta p = \xi \cdot \frac{\rho \cdot \omega^2}{2}, \text{ Па}, \quad (5.9)$$

где ρ – плотность продуктов сгорания, $\rho = 0,819 \text{ кг/м}^3$.

$$\Delta p = 158,9 \cdot \frac{0,819 \cdot 3,36^2}{2} = 734,6 \text{ Па}.$$

Определим параметр d_{50} (5.10):

$$d_{50} = d_{50}^T \cdot \sqrt{\left(\frac{D}{D_T}\right) \cdot \left(\frac{\rho_{чТ}}{\rho_{ч}}\right) \cdot \left(\frac{\mu}{\mu_T}\right) \cdot \left(\frac{\omega_T}{\omega}\right)}, \text{ мкм}, \quad (5.10)$$

где d_{50}^T – диаметр частиц осаждаемых с эффективностью 50 %, $d_{50}^T = 4,5$ мкм при следующих условиях:

- средняя скорость продуктов сгорания в циклоне $\omega_T = 3,5$ м/с;
- диаметр циклона $D_T = 0,6$ м;

					13.03.01.2018.082.21 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

- плотность частиц золы $\rho_{\text{чт}} = 1930 \text{ кг/м}^3$;

- динамическая вязкость продуктов сгорания $\mu_T = 22,2 \cdot 10^{-6} \text{ Па}\cdot\text{с}$.

$\rho_T = 2500 \text{ кг/м}^3$ – плотность частиц золы в продуктах сгорания;

$\mu_T = 23,1 \cdot 10^{-6} \text{ Па}\cdot\text{с}$ – динамическая вязкость продуктов сгорания при условиях выхода.

$$d_{50} = 4,5 \cdot \sqrt{\left(\frac{0,6}{0,3}\right) \cdot \left(\frac{1930}{2500}\right) \cdot \left(\frac{23,1 \cdot 10^{-6}}{22,2 \cdot 10^{-6}}\right) \cdot \left(\frac{3,5}{3,36}\right)} = 5,82 \text{ мкм.}$$

Определим параметр X (5.11):

$$X = \frac{\lg\left(\frac{d_m}{d_{50}}\right)}{\sqrt{\lg^2 \sigma_\eta^T + \lg^2 \sigma_\eta}}, \quad (5.11)$$

где d_m – медианный размер частиц золы, $d_m = 15 \text{ мкм}$;

$$\lg^2 \sigma_\eta = 0,334;$$

$$\lg^2 \sigma_\eta^T = 0,352.$$

$$X = \frac{\lg\left(\frac{15}{5,82}\right)}{\sqrt{0,352^2 + 0,334^2}} = 0,845.$$

Определяем параметр $\Phi(X)$, который будет равен полному коэффициенту очистки продуктов сгорания η (5.12):

$$\Phi(X) = \eta, \quad (5.12)$$

$$0,7995 = \eta.$$

На этом расчет циклона можно завершить.

					13.03.01.2018.082.21 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

5.2 Расчет дымовой трубы

Так как топливом для котла является каменный уголь, состав которого приведен в таблице 4.1, то определим количество выбросов диоксида серы, диоксида азота и золы.

Количество выбросов диоксида серы определяется по формуле (5.13):

$$M_{SO_2} = 2 \cdot \frac{S^p}{100} \cdot B_p \cdot (1 - \eta'_{SO_2}) \cdot (1 - \eta''_{SO_2}), \text{ г/с}, \quad (5.13)$$

где S^p – процентное количество серы, см. таблицу 4.1;

B_p – расчетный расход топлива, г/с;

η'_{SO_2} – доля оксидов серы, связываемых летучей золой в газоходах котла, зависящая от зольности топлива, $\eta'_{SO_2} = 0,1$;

η''_{SO_2} – доля оксидов серы, улавливаемых в золоуловителе, $\eta''_{SO_2} = 0$.

$$M_{SO_2} = 2 \cdot \frac{0,4}{100} \cdot 58 \cdot (1 - 0,1) \cdot (1 - 0) = 0,42 \text{ г/с}.$$

Количество выбросов диоксида азота определяется по формуле (5.14):

$$M_{NO_2} = 0,001 \cdot B_p \cdot Q_n^p \cdot K_{NO_2} \cdot (1 - \beta), \text{ г/с}, \quad (5.14)$$

где Q_n^p – низшая теплота сгорания топлива, МДж/кг;

K_{NO_2} – параметр, характеризующий количество окислов азота, образующихся на МДж теплоты, кг/МДж; $K_{NO_2} = 0,7$ кг/МДж;

β – коэффициент, зависящий от степени снижения выбросов окислов азота в результате применяемых технических решений, $\beta = 0$.

$$M_{NO_2} = 0,001 \cdot 58 \cdot 22,566 \cdot 0,7 \cdot (1 - 0) = 0,92 \text{ г/с}.$$

Выброс золы в окружающую среду определяется по формуле (5.15):

$$M_z = A^p \cdot B_p \cdot \chi \cdot (1 - \eta), \text{ г/с} \quad (5.15)$$

					13.03.01.2018.082.21 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

где A^p – зольность топлива на рабочую массу, см. таблицу 4.1;

χ – вспомогательная величина, $\chi = 0,0026$;

η – степень улавливание твердых частиц в золоуловителе, $\eta = 0,7995$.

$$M_s = 18,9 \cdot 58 \cdot 0,0026 \cdot (1 - 0,7995) = 0,57 \text{ г/с.}$$

Задаемся оптимальной скоростью газов на выходе $w = 20 \text{ м/с}$.

Найдем диаметр устья дымовой трубы (5.16):

$$D_0 = \sqrt{\frac{V_p \cdot 4}{w \cdot \pi}}, \text{ м,} \quad (5.16)$$

$$D_0 = \sqrt{\frac{0,95 \cdot 4}{20 \cdot \pi}} = 0,25 \text{ м.}$$

Минимальный диаметр устья для стальной дымовой трубы $D_0 = 400 \text{ мм}$.

Уточним скорость дымовых газов по формуле (5.17):

$$w = \frac{V_p \cdot 4}{D_0^2 \cdot \pi}, \text{ м/с,} \quad (5.17)$$

$$w = \frac{0,95 \cdot 4}{0,4^2 \cdot \pi} = 7,6 \text{ м/с.}$$

Выбираем стальную трубу высотой $H = 30 \text{ м}$ [20].

Для выбранной дымовой трубы определим концентрацию диоксида серы в приземном слое атмосферы (5.18):

$$C_{SO_2} = \frac{A \cdot M_{SO_2} \cdot F \cdot m \cdot n}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_p \cdot \Delta T}}, \text{ мг/м}^3 \quad (5.18)$$

где A – коэффициент, зависящий от температурной стратификации атмосферы для НМУ, определяющий условия вертикального и горизонтального рассеивания вредных веществ в атмосферном воздухе, для Урала $A = 160$;

					13.03.01.2018.082.21 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

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

ΔT – разность температур продуктов сгорания на выходе из дымовой трубы и средней температуры воздуха (5.19):

$$\Delta T = \vartheta_{yx} - t_e, \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (5.19)$$

t_e – средняя температура воздуха самого жаркого месяца в полдень, $t_e = 16,2^\circ\text{C}$.

$$\Delta T = 165 - 16,2 = 148,8^\circ\text{C},$$

m – безразмерный коэффициент, учитывающий условия выхода газовой смеси из устья источника выброса (5.20):

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{f} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{f}}, \quad (5.20)$$

f – безразмерный коэффициент определяемый по выражению (5.21):

$$f = \frac{10^3 \cdot w^2 \cdot D_0}{H^2 \cdot \Delta T} \quad (5.21)$$

$$f = \frac{10^3 \cdot 7,6^2 \cdot 0,4}{30^2 \cdot 148,8} = 0,17,$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{0,17} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{0,17}} = 1,11,$$

n – безразмерный коэффициент, учитывающий условия выхода газовой смеси из устья источника выброса (5.22) и зависящий от коэффициента v_m (5.23);

$$n = 3 - \sqrt{(v_m - 0,3) \cdot (4,36 - v_m)} \quad (5.22)$$

					13.03.01.2018.082.21 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{V_p \cdot \Delta T}{H}}, \quad (5.23)$$

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{0,95 \cdot 148,8}{30}} = 1,09.$$

$$n = 3 - \sqrt{(1,09 - 0,3) \cdot (4,36 - 1,09)} = 1,39.$$

$$C_{SO_2} = \frac{160 \cdot 0,42 \cdot 1 \cdot 1,11 \cdot 1,39}{30^2 \cdot \sqrt[3]{0,95 \cdot 148,8}} = 0,022 \text{ мг/м}^3.$$

Предельная допустимая концентрация в приземном слое атмосферы для диоксида серы составляет $ПДК_{SO_2} = 0,5 \text{ мг/м}^3$.

Для выбранной дымовой трубы должно соблюдаться условие (5.24):

$$C_{SO_2} \leq ПДК_{SO_2}, \quad (5.24)$$

$$0,022 \leq 0,5.$$

Теперь определим концентрацию диоксида азота в приземном слое атмосферы (5.25):

$$C_{NO_2} = \frac{A \cdot M_{NO_2} \cdot F \cdot m \cdot n}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_p \cdot \Delta T}}, \text{ мг/м}^3, \quad (5.25)$$

$$C_{NO_2} = \frac{160 \cdot 0,92 \cdot 1 \cdot 1,11 \cdot 1,39}{30^2 \cdot \sqrt[3]{0,95 \cdot 148,8}} = 0,048 \text{ мг/м}^3.$$

Предельная допустимая концентрация в приземном слое атмосферы для диоксида азота составляет $ПДК_{NO_2} = 0,085 \text{ мг/м}^3$.

Для выбранной дымовой трубы должно соблюдаться условие (5.26):

					13.03.01.2018.082.21 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

$$C_{NO_2} \leq ПДК_{NO_2}, \quad (5.26)$$

$$0,048 \leq 0,085.$$

Определим концентрацию золы в приземном слое атмосферы (5.27):

$$C_3 = \frac{A \cdot M_3 \cdot F \cdot m \cdot n}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_p \cdot \Delta T}}, \text{ мг/м}^3, \quad (5.27)$$

$$C_3 = \frac{160 \cdot 0,57 \cdot 1 \cdot 1,11 \cdot 1,39}{30^2 \cdot \sqrt[3]{0,95 \cdot 148,8}} = 0,03 \text{ мг/м}^3.$$

Предельная допустимая концентрация золы в приземном слое атмосферы составляет $ПДК_3 = 0,05 \text{ мг/м}^3$.

Для выбранной дымовой трубы должно соблюдаться условие (5.28):

$$C_3 \leq ПДК_3, \quad (5.28)$$

$$0,03 \leq 0,05.$$

Концентрация ни одного из компонентов не превышает заданной нормы.

Определим суммарную концентрацию диоксида серы и диоксида азота по формуле (5.29):

$$\frac{C_{SO_2}}{ПДК_{SO_2}} + \frac{C_{NO_2}}{ПДК_{NO_2}} \leq 1, \quad (5.29)$$

$$\frac{0,022}{0,5} + \frac{0,048}{0,085} = 0,6 \leq 1.$$

Суммарная концентрация диоксида серы и диоксида азота не превышают заданную норму.

Ни одно из загрязняющих веществ не превышает максимально-разовую предельно допустимую концентрацию.

Расчет дымовой трубы можно считать законченным.

					13.03.01.2018.082.21 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

АВТОМАТИКА И КИП

В проекте разработана схема КИПиА котла КВм-1,16К Ижевского котельного завода. Схема представлена в графической части проекта.

Надежная, экономичная и безопасная работа котельной с минимальным числом обслуживающего персонала может осуществляться только при наличии систем: автоматического регулирования, автоматики безопасности, теплотехнического контроля, сигнализации и управления технологическими процессами.

Задачами автоматического регулирования теплоисточника является:

- обеспечение выработки в каждый данный момент необходимого количества теплоты (горячей воды) при определенных его параметрах—давлении и температуре;

- достижение экономичности сжигания топлива, рационального использования электроэнергии для собственных нужд установки и доведение потерь теплоты до минимума;

- обеспечение надежности и безопасности, т. е. установление и сохранение нормальных условий работы каждого агрегата, исключающих возможность неполадок и аварий как собственно агрегата, так и вспомогательного оборудования.

В котельной подлежат автоматизации следующие процессы:

- регулирование в определенных пределах заранее заданных значений величин, характеризующих протекание процесса;

- управление — осуществление периодических операций (обычно дистанционно);

- защита оборудования от повреждений вследствие нарушений процессов;

- блокировка, которая обеспечивает автоматическое включение и выключение оборудования, вспомогательных механизмов и органов управления с определенной последовательностью в соответствии с технологическим процессом.

В котельной должна быть предусмотрена регистрация следующих параметров: температуры воды в подающих трубопроводах тепловой сети и горячего водоснабжения, а также в каждом обратном трубопроводе; расхода воды, идущей на подпитку тепловой сети.

Теплотехнический контроль включает в себя контроль за: температурой воды после котла; температурой воды перед котлом; температурой дымовых газов за котлом; давлением воды после котла.

За всеми контрольно-измерительными приборами следит оператор котельной.

Так как топливом для новой котельной является каменный уголь, на всех этажах котельной установлены датчики загазованности. При повышении предельно допустимой концентрации оксида углерода на щите сигнализации загорается соответствующий сигнал и включается звуковой сигнал.

					13.03.01.2018.082.21 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

Так же для предотвращения взрыва, в топке котла установлены специальные датчики давления. При повышении давления в топке срабатывает защита, которая полностью открывает газоход и дутьевой вентилятор. Одновременно с этим перекрываются воздухопроводы и дутьевой вентилятор прекращает свою работу. Останавливается конвейерная лента для подачи топлива. Теплоноситель (вода) в котле продолжает циркуляцию.

					<i>13.03.01.2018.082.21 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		60

7 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Безопасность жизнедеятельности (БЖД) — наука о комфортном и безопасном взаимодействии человека с техносферой, представляет собой область научных знаний, изучающая опасности угрожающие человеку и разрабатывающие способы защиты от них в любых условиях обитания человека.

Цель изучения безопасности жизнедеятельности – формирование и пропаганда знаний, направленных на снижение смертности и потерь здоровья людей от внешних факторов и причин. Создание защиты человека в техносфере от внешних негативных воздействий антропогенного, техногенного и естественного происхождения. Объектом защиты является человек.

Предмет исследования безопасности жизнедеятельности – опасности и их совокупность, а также средства и системы защиты от опасностей.

7.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Опасные и вредные производственные факторы (ОВПФ) делятся на физические, химические, биологические и психофизические. В ГОСТ 12.0.003-80 «Опасные и вредные производственные факторы» приводится классификация ОВПФ [6].

При обслуживании котлов и насосного оборудования на машиниста оказывают влияние опасные и вредные производственные факторы:

1. Физические факторы:

- неудовлетворительные параметры микроклимата;
- возможность поражения теплоносителем с высокой температурой;
- тепловое излучение от горячих поверхностей;
- повышенный уровень постоянного шума;
- повышенный уровень вибрации;
- освещение.

2. Химические факторы:

• газы (оксид углерода, оксиды азота, углеводороды, оксиды серы), которые попадая вместе с вдыхаемым воздухом могут привести к отравлению;

- высокое содержание дымовых газов.

3. Факторы трудового процесса:

- динамическая нагрузка;
- статическая нагрузка;
- напряженность труда;

4. Травмоопасные факторы:

					13.03.01.2018.082.21 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

- разностное расположение оборудования, в результате чего, возможны падения и травмирование;
- движущиеся и вращающиеся части оборудования представляют опасность захвата одежды и травмирования;
- возможность поражения электрическим током.

5. Аварийно-возможные ситуации:

- взрыв котла;
- пожар.

7.2 Электробезопасность

Возможность поражения электрическим током возникает в результате прикосновения или приближения на недопустимое расстояние к токоведущим частям, находящимся под напряжением. В свою очередь, причинами этого являются:

- неисправность электропроводки, установочных изделий, электроприборов;
- неосторожность, небрежность, неопытность, неосведомлённость пользователя;
- доступность электроустановок детям, их озорство;
- через временно выключенные из сети токоведущие части, если не приняты все меры к выключению из сети; при несогласованности в действиях (преждевременное включение тока).

Также причиной поражения электрическим током может быть прикосновение к металлическому корпусу электроприбора, если он оказался под напряжением вследствие повреждения изоляции.

Электрический ток повреждает ткани не только в месте его входа и выхода, но и на всем пути прохождения через тело человека, вызывает ожоги, электрометаллизацию кожи, электрический удар.

Степень опасного и вредного воздействия на человека электрического тока, электрической дуги и электромагнитных полей зависит от:

- рода и величины напряжения и тока;
- частоты электрического тока;
- пути тока через тело человека;
- продолжительности воздействия электрического тока или электромагнитного поля на организм человека.

По категории электроопасности, согласно ГОСТ 12.1.019-2009[21], котельный цех относится к особо опасным помещениям, т.к. в нем присутствуют более двух признаков опасности.

					13.03.01.2018.082.21 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

Для обеспечения безопасности при эксплуатации электроустановок в котельной все электроустановки заземляются путем их присоединения не менее чем в двух местах к контурам заземления электрооборудования и молниезащиты с учетом требований ПУЭ.

Расчетные токовые нагрузки не должны превышать максимально допустимые для выбранных сечений проводов и кабелей. Аппараты, приборы провода, шины и конструкции должны соответствовать нормальным условиям режима коротких замыканий.

Заземление электрооборудования обеспечивает безопасность оператора котельной при эксплуатации и ремонте электроустановок. Сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 4 и 8 Ом при межфазных напряжениях 380 и 220 В, соответственно.

Электропотребляющие установки, электрические устройства в определенных случаях могут привести к поражению электрическим током. Предельно допустимые уровни напряжения прикосновений и токов напряжение прикосновения и токи, протекающие через тело человека не должны превышать значения, указанных в таблице 7.1.

Таблица 7.1– Напряжение прикосновения и токи при аварийных режимах работы электроустановок напряжением до 1000 В и частотой 50 Гц

Продолжительность	Нормируемая величина	
	Напряжение, В.	Сила тока, мА
1	2	3
0,01-0,08	220	220
0,2	100	100
0,3	70	70
0,4	55	55
0,5	50	50
0,6	40	40
0,7	35	35
0,8	30	30
0,9	27	27

Предусмотренные системы и средства автоматизации обеспечивают автоматическую защиту и блокировку оборудования с выдачей необходимых сигналов аварийных параметров в соответствии с заданием и требованием действующих норм и правил безопасности.

В качестве молниеотводов и заземлителей используется арматура колонн и фундаментов. Заземлению подлежат корпуса электрических машин, приводы электрических аппаратов, каркасы распределительных щитов, металлические кабельные конструкции, стальные трубы электропроводок, лотки, короба, тросы.

7.3 Пожарная безопасность

В помещении котельной осуществляются работы, связанные с сжиганием топлива. Находится горючий материал – уголь, дрова или торф, а также отходы – шлак, зола.

К главным пожароопасным факторам на котельной относятся:

- непосредственное горение твердого топлива в топке водогрейного котла;
- размещение в котельной определенного количества угля для поддержания горения в топке;
- отходы функционирования котельной установки – шлак, зола;
- электрооборудование (электронасосы, приточно-вытяжная вентиляция и т.д.).

Помещение котельной на твердом топливе относится к категории Г (умеренная пожарная опасность) по взрывопожарной и пожарной опасности. В помещении котельной обязательно должна вывешиваться табличка с указанием категории помещения по взрывопожарной и пожарной опасности, табличка с номером телефона для вызова пожарной охраны. При входе в котельную должны вывешиваться таблички с указанием ответственных лиц за противопожарную безопасность, а на открытом месте в помещении котельной - инструкция о мерах пожарной безопасности в помещении котельной на твёрдом топливе.

Работники ответственные за пожарную безопасность обязаны:

- строго соблюдать все требования данной инструкции по пожарной безопасности в котельной школы на твердом топливе, требования пожарной и электробезопасности;
- знать места расположения и уметь применять первичные средства пожаротушения (огнетушители, пожарный рукав, песок и т.д.);
- строго соблюдать требования пожарной безопасности на своём рабочем месте, поддерживать надлежащий порядок в помещениях котельной;
- при выявлении каких-либо нарушений в работе котельного оборудования оперативно извещать об этом непосредственному руководителю;
- знать контактные номера телефонов для вызова пожарной службы, до прибытия пожарной охраны принять все возможные меры по спасению находящихся

										Лист
										64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.082.21 ПЗ					

в помещении котельной людей, аварийной остановки работы оборудования котельной, при возможности, тушению очага возгорания;

- оказывать содействие пожарной охране во время ликвидации пожара;
- своевременно проходить инструктажи по пожарной безопасности, а также обучение пожарно-техническому минимуму;
- выполнять все предписания, постановления и иные законные требования по соблюдению требований пожарной безопасности в котельной;
- не применять пожароопасные и взрывопожароопасные вещества и материалы в помещении котельной.

7.4 Нормирование факторов рабочей среды и трудового процесса. Организация мероприятий защиты

Воздух рабочей зоны

Помещение котельной характеризуется наличием теплового излучения, что создает неблагоприятные условия обслуживающего персонала. Для создания нормального климата в помещениях котельной согласно ГОСТ 12.1.005.ССБТ «Санитарно – гигиеническое нормирование воздуха рабочей зоны»[22], СП 7.13130.2013 «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха»[23] предусматривается: герметизация технологического оборудования; вентиляции помещения приточная и вытяжная; помещения для отдыха.

Оптимальные и допустимые параметры микроклимата на рабочем месте оператора котельной указаны в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Оптимальные и допустимые параметры микроклимата на рабочем месте оператора котельной

Период года	Категория работ	Интенсивность теплового облучения, Вт/м ²		Температура воздуха, °С		Относительная влажность, %		Скорость воздуха, м/с	
		Опт.	Доп.	Опт.	Доп.	Опт.	Доп.	Опт.	Доп.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Теплый	1а	35	70	23-25	22-28	40-60	55 (при 28 °С)	0,1	0,1-0,2
	1б	35	70	22-24	21-28	40-60	75	0,2	0,1-0,3
Холодный	1а	35	70	22-24	21-25	40-60	75	0,1	≤0,1
	1б	35	70	21-23	20-24	40-60	75	0,1	≤0,2

Вредные вещества ускоряют развитие утомляемости человека, увеличивают число ошибок, совершаемых им на производстве, и является причиной профессиональных заболеваний.

Источниками вредных веществ в котельной являются продукты сгорания топлива (оксиды углерода, метана и азота). В целях профилактики неблагоприятного воздействия вредных веществ на организм человека и нормализации санитарно – гигиенического состояния воздушной среды согласно ГОСТ 12.2.061 – 81 ССБТ «Оборудование производственное» [24] и общие требования безопасности к рабочим местам, необходимо использовать максимально возможную герметизацию источников выделения вредных веществ; вентиляцию; кондиционирование; уборка помещений и оборудования от осевшей пыли; контроль содержания вредных веществ в воздухе; средства индивидуальной защиты.

Значения предельно-допустимых концентраций (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны указаны в таблице 7.3.

Таблица 7.3 – Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны

Наименование вещества	Величина ПДК, мг/м ³	Преимущественно агрессивное состояние	Класс опасности	Особенности действия на организм
1	2	3	4	5
Диоксид азота (NO ₂)	2	п	3	О
Оксид азота (NO)	5	п	3	О
Оксид углерода (CO)	20	п	4	О
Углероды алифатические	300	п	4	–
Метан	7000	п	4	–

где: п – пары и/или газы;

О – вещество с остронаправленным механизмом действия, требующие автоматического контроля за их содержанием в воздухе.

Освещение

Неудовлетворительное освещение помещений не только утомляет зрение, но и вызывает утомление организма в целом. Для безопасной работы в котельном цехе по СНиП. 23-05-95* «Естественное и искусственное освещение»[25] предусматриваем совмещенное освещение:

- из естественного освещения через оконные проемы;
- из системы общего искусственного освещения.

Виды искусственного освещения:

- рабочее (в соответствии с характером выполняемых работ);
- дневного света ЛД, со светильниками ОД, ОДОР;
- аварийное (освещение для продолжения работы при аварийном отключении рабочего освещения) с лампами накаливания в универсальных светильниках прямого света типа «Астра», УПМ – 15;
- дежурные прожекторы заливающего света ПГЦ с лампами ДРИ;
- эвакуационное;
- охранное – обозначают фонарями красного цвета опасные места.

В таблице 7.4 показаны нормированные значения естественного и искусственного освещения.

Таблица 7.4 – Нормирование естественного и искусственного освещения

Наименование помещений	Характер работы	Размер объекта различия, мм	Нормируемое значение КЕО, %		Нормируемая освещенность при искусственном освещении, лк	
			Комб.	Бок.	Комб.	Бок.
1	2	3	4	5	6	7
Котельная	Высокой точности (III)	0,3 – 0,5	5,0	2,0	750	200
	Средней точности (IV)	0,5 – 1,0	4,0	1,5	400	200
	Малой точности (VIII)	1,0 – 5,0	3,0	1,0	200	150

Шум

Длительное воздействие шума на организм человека приводит к негативным последствиям: сильное снижение остроты слуха и зрения; повышение кровяного давления; снижение внимания; кроме того, негативно влияет на нервную и сердечно-сосудистую систему.

Источниками шума в котельном цехе являются: питатель угля, насосное оборудование, электродвигатели. По ГОСТ 12.1.003.ССБТ «Шум. Общие требования безопасности»[26] приводим допустимые уровни шума в октавных полосах в производственных помещениях.

Нормирование допустимых уровней звука приводится в таблице 7.5.

Таблица 7.5 – Предельно допустимые уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах для трудовой деятельности разных категорий тяжести и напряженности, дБА

Категория	Категория тяжести трудового процесса				
	Легкая физическая нагрузка	Средняя физическая нагрузка	Тяжелый труд 1 степени	Тяжелый труд 2 степени	Тяжелый труд 3 степени
1	2	34	5	6	7
Напряженность легкой степени	80	80	75	75	75
Напряженность средней степени	70	70	65	65	65
Напряженный труд 1 степени	60	60	–	–	–
Напряженный труд 2 степени	50	50	–	–	–

Вибрация

По ГОСТ 12.1.012.ССБТ «Вибрационная безопасность. Общие требования»[27], СН 2.2.4/2.1.8.566 – 96 «Санитарные нормы [28]. Производственная вибрация в помещениях жилых и общественных зданиях» в помещениях котельного отделения имеется общая технологическая вибрация (общая вибрация третьей категории). К источникам вибрации относится: питатель угля, насосы, трубопроводы.

Систематическое воздействие общей вибрации на человека приводит к стойким нарушениям опорно-двигательного аппарата, центральной нервной системы, желудочно-кишечного тракта.

Норму вибрационной нагрузки устанавливают для длительности 8 часов, соответствующей длительности рабочей смены, в зависимости от временной структуры рабочей смены. Нормируемый диапазон частот устанавливается: для общей вибрации – октавных и 1/3 октавных полос со среднегеометрическими частотами 0,8; 1,0; 1,25; 1,6; 2,0; 2,5; 3,15; 4,0; 5,0; 6,3; 8,0; 10,0; 12,5; 16; 20; 25; 31,5; 40; 50; 63; 80 Гц.

Согласно ГОСТ 12.1.012-90 «Вибрационная безопасность, для общей технологической вибрации по всем направлениям действия допустимыми значениями виброскорости являются 0,2—1 м/с (92 дБ) и виброускорение 0,1—2 м/с (100 дБ).

7.5 Обязанности оператора котельной

Рассмотрим описание правил действий оператора котельной при проведении работ.

Требования охраны труда во время работы.

При подготовке котла к растопке оператор должен проверить:

- исправность топки и газоходов, запорных и регулирующих устройств;
- исправность контрольно-измерительных приборов, арматуры, питательных устройств, вентиляторов, а так же наличие естественной тяги;
- исправность оборудования для сжигания топлива;
- заполнение котла водой;
- держится ли уровень воды в котле и нет ли подтекания воды через соединения, фланцы, лючки и арматуру;
- нет ли заглушек перед предохранительными клапанами и после них, на газопроводах, на питательной, спускной и продувочной линиях.

Перед растопкой котла провентилировать топку в течении времени, указанного в производственной инструкции.

Перед включением котла в работу оператор котельной должен произвести:

- проверку исправности действия предохранительных клапанов, водоуказательных приборов, манометра и питательных устройств;
- проверку показаний сниженных указателей уровня воды по указателям уровня воды прямого действия;
- проверку и включения автоматики безопасности, сигнализаторов и аппаратуры автоматического управления котлам;
- продувку котла.

Во время работы котла оператор должен:

- поддерживать нормальный уровень воды в котле, при этом нельзя допускать чтобы уровень воды опускался ниже допустимого низшего уровня или поднимался выше допустимого верхнего уровня;
- поддерживать нормальное давления питательной воды;
- работать по режимной карте котла;
- не реже одного раза в смену проверять исправность действия манометра путем продувки с помощью трехходового крана;
- проверять продувкой исправность водоуказательных приборов и предохранительных клапанов путем их кратковременного «подрыва».

Оператору котла запрещается:

- заклинивать или дополнительно нагружать предохранительные клапаны;
- открывать или закрывать арматуру ударами молотка или других предметов;

					<i>13.03.01.2018.082.21 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		69

- продолжать работу котла при неисправных или неотрегулированных предохранительных клапанах, неисправных приборах КИПиА;
- оставлять работающий котел даже на короткое время без надзора и допускать в помещение котельной посторонних лиц;
- загромождать помещение котельно посторонними материалами и предметами.

Остановка котла во всех случаях, кроме аварийной остановки, должна производиться только после получения на это распоряжение лица, ответственного за исправное состояние и безопасную эксплуатацию котла или лица замещающего его.

При остановке котла оператор обязан:

- заранее прекратить подачу топлива в топку и дожечь при умеренных дутье и тяге остатки топлива, находящегося в топке. Запрещается тушить горящее топливо, засыпая его свежим топливом или заливая водой за исключением аварийных случаев или других случаев, предусмотренных производственной инструкцией;

- прекратить дутье и уменьшить тягу;
- очистить топку, зольники от шлака и золы;
- прекратить тягу, закрыв шибере, топочные и поддувальные дверцы.

Работы, связанные с нахождением людей внутри котла, могут производиться только по письменному разрешению (по наряду-допуску) начальника участка или лица, на которого возложена ответственность за безопасную эксплуатацию котлов, с принятием необходимых мер безопасности и записью в журнале приема-сдачи смен.

Требования охраны труда в аварийных ситуациях.

Оператор котельной должен немедленно остановить котел (аварийно) в случаях, указанных в производственной инструкции, с указанием времени и причины аварийной остановки котла в сменном журнале.

При возникновении пожара в котельной оператор должен:

- немедленно вызвать пожарную охрану, сообщить об этом непосредственному руководителю (сменному мастеру), принять меры по тушению пожара;
- если пожар в котельной не удастся быстро ликвидировать, остановить котлы в аварийном порядке, усиленно питая их водой;
- при остановке котла из-за загорания сажи немедленно прекратить подачу топлива и воздуха в топку, перекрыть тягу, остановив дымососы и вентиляторы, и полностью перекрыть воздушные и газовые заслонки.

О каждом несчастном случае, очевидцем которого он был, оператор котельной должен немедленно сообщить сменному мастеру, а пострадавшему оказать пер-

					13.03.01.2018.082.21 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

вую доврачебную помощь, вызвать врача, помочь доставить пострадавшего в здравпункт или ближайшее медицинское учреждение.

Если несчастный случай произошел с самим оператором котельной, он должен по возможности обратиться в медицинское учреждение, сообщить о случившемся или попросить сделать это кого-либо из окружающих, непосредственному руководителю, написать объяснительную самому пострадавшему или очевидцу[29].

					<i>13.03.01.2018.082.21 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		71

8 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ

Одной из главных задач при техническом перевооружении любой котельной является - снижение себестоимости 1 Гкал тепловой энергии, следствием чего является получение экономической выгоды.

В выпускной квалификационной работе рассмотрено техническое перевооружение водогрейной котельной ООО «Теплоэнергетик», за счет замены старого котлоагрегата на новый, марки КВм-1,16к Ижевского котельного завода. Котельная предназначена для отопления поселка Веселовка Златоустовского городского округа.

Основной причиной технического перевооружения котельной путем установки нового котла, является достижение максимального экономического эффекта за счет замены котла, работающего на жидком топливе, на котел, который работает на каменном угле.

Целью проведения экономического расчета является определение экономических показателей, определяющих эффективность работ по техническому перевооружению отопительной котельной.

8.1 Расчёт капитальных затрат на техническое перевооружение котельной ООО «Теплоэнергетик»

Для определения экономической эффективности технического перевооружения котельной ООО «Теплоэнергетик» рассчитаем срок окупаемости проекта. При этом следует учесть, что срок окупаемости не должен превышать 6,7 лет [16].

Для этого необходимо составить смету капитальных затрат. Капитальные затраты включают в себя:

- затраты на проектно-конструкторскую разработку мероприятий;
- стоимость оборудования, строительных материалов;
- расходы на транспортировку оборудования;
- затраты на демонтаж заменяемого оборудования;
- стоимость строительно-монтажных работ;
- накладные и прочие расходы по обслуживанию и управлению капитальным строительством.

Затраты на проектные, демонтажные и монтажные, транспортные и пусконаладочные работы основаны на данных, полученных в конструкторском отделе предприятия ООО «Теплоэнергетик».

Цены на котлоагрегат и вспомогательное оборудование предоставлены производителем.

Смета капитальных затрат представлена в таблице 8.1.

					13.03.01.2018.082.21 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

Таблица 8.1 – Смета капитальных затрат на техническое перевооружение

Статьи затрат	Затраты, тыс.руб.
1	2
1. Проектные работы	520,0
2. Демонтажные работы	180,0
3. Стоимость оборудования	828,2
в том числе:	
• Котел КВм-1,16К[33]	410,0
• Питатель угля ПТЛ-400[34]	175,5
• Дымосос ДН-6,3[35]	60,5
• Вентилятор ВЦ 14-46-2[36]	12,7
• Циклон ЦН-15-400[37]	38,5
• Ленточный транспортер[38]	20,0
• КИПиА[39]	45,0
• Трубопроводы и арматура[40]	66,0
4. Транспортные затраты[41]	50,0
5. Монтажные работы[42]	700,0
6. Пусконаладочные и режимно-наладочные испытания	15,0
Итого:	2293,2

8.2 Расчёт текущих затрат при эксплуатации технически перевооруженной котельной

После технического перевооружения котельной начинается её эксплуатация, которая требует ежегодных материальных, топливно-энергетических и трудовых затрат и ресурсов.

Годовые эксплуатационные затраты включают в себя:

- затраты на топливо;
- амортизационные отчисления;
- затраты на электроэнергию;
- затраты на воду для подпитки;
- затраты на текущие ремонты оборудования;
- общехозяйственные расходы.

Рассмотрим более подробно затраты на топливо. Стоимость годового расхода топлива рассчитывается по следующей формуле (8.1):

$$I_m = C_m \cdot G_{год}, \quad (8.1)$$

где $G_{год}$ – годовой расход топлива, тонн/год;

$$G_{год} = 657 \text{ тонн/год};$$

C_m – тариф на топливо, руб/тонн;

$C_m = 1615$ руб/тонн – по данным предоставленным ООО «Теплоэнергетик».

$$I_m = 1615 \cdot 657 = 1061,1 \text{ тыс.руб.}$$

Рассмотрим затраты на использование воды (8.2):

$$I_в = C_в \cdot G_{год}, \quad (8.2)$$

где $G_{год}$ – годовой расход воды из городского водопровода, м³/год;

$G_{год} = 209,3$ тыс.м³/год – по данным предоставленным ООО «Теплоэнергетик»;

C_m – тариф на использование воды, руб/м³;

$C_m = 28,59$ руб/м³ – по тарифам в Златоустовском городском округа[43];

$$I_в = 28,59 \cdot 209,3 = 598,4 \text{ тыс.руб.}$$

Затраты на электроэнергию вычисляются по формуле (8.3):

$$I_э = C_э \cdot N_э, \quad (8.3)$$

где $N_э$ – годовая суммарная мощность электродвигателей, электромеханизмов, приборов КИПиА, кВт·год;

$C_э$ – тариф на электроэнергию, руб/м³;

$C_э = 3,03$ руб/кВт·ч – по тарифам в Златоустовском городском округе[44];

$$I_э = 3,03 \cdot 85800 = 260 \text{ тыс.руб.}$$

Амортизационные отчисления определяются по формуле (8.4):

$$I_a = H_a \cdot K_{об}, \quad (8.4)$$

где $H_a = 10\%$ – норма амортизации;

$K_{об}$ – капитальные вложения на новое оборудование, тыс.руб.;

					13.03.01.2018.082.21 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

$$I_a = 0,1 \cdot 828,2 = 82,82 \text{ тыс.руб./год}$$

Рассмотрим затраты на текущие ремонты оборудования. Для сравнительных расчётов эти затраты принимаются равными 5 % от общей суммы амортизационных отчислений (8.5):

$$I_{mp} = 0,05 \cdot I_a, \quad (8.5)$$

$$I_{mp} = 0,05 \cdot 82,82 = 4,14 \text{ тыс.руб./год.}$$

Общехозяйственные расходы примем 30 тыс.руб./год.

Рассчитаем сумму текущих затрат (8.6):

$$I_{mek1} = I_m + I_e + I_o + I_a + I_{mp}, \quad (8.6)$$

$$I_{mek1} = 1061,1 + 598,4 + 260 + 82,82 + 4,14 = 2006,46 \text{ тыс.руб./год.}$$

Рассчитаем себестоимость 1 Гкал теплоты, выработанной на технически перевооруженной котельной (8.7):

$$I_{после} = \frac{I_{mek1} \cdot 1000}{Q_n^p \cdot Q_{кот}}, \quad (8.7)$$

где $Q_{кот} = 1$ Гкал/ч – теплопроизводительность котельного агрегата;

$$I_{после} = \frac{2006,46 \cdot 1000}{5390 \cdot 1} = 372,25 \text{ руб/Гкал.}$$

По данным полученным на предприятии ООО «Теплоэнергетик» стоимость 1 Гкал, выработанной на котельной до её технического перевооружения составляла $I_{до} = 568,6$ руб./Гкал.

Рассчитаем текущие затраты на выработку тепла на котельной до её технического перевооружения (8.8):

$$I_{mek2} = \frac{I_{до} \cdot Q_n^p \cdot Q_{кот}}{1000}, \quad (8.8)$$

где $Q_{кот} = 1$ Гкал/ч – теплопроизводительность котельного агрегата;

					13.03.01.2018.082.21 ПЗ	Лист 75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$I_{тек2} = \frac{568,6 \cdot 5390 \cdot 1}{1000} = 3013,58 \text{ тыс.руб./год.}$$

Срок окупаемости определяется по формуле (8.9):

$$T = \frac{K - K_{ликв}}{I_{тек2} - I_{тек1}}, \quad (8.9)$$

где $K_{ликв}$ – ликвидационная стоимость демонтированного оборудования, рассчитывается по формуле (8.10):

$$K_{ликв} = m \cdot z, \quad (8.10)$$

где $m = 2,5$ тонны – масса демонтируемого оборудования;

$z = 7316$ руб/тонну – стоимость за 1 тонну демонтируемого оборудования (лома)[45];

$$K_{ликв} = 2,5 \cdot 7316 = 18,3 \text{ тыс.руб.}$$

$$T = \frac{2293,2 - 18,3}{3013,58 - 2006,46} = 2,26 \text{ лет,}$$

$$T < 6,7.$$

Вывод: по результатам расчёта срока окупаемости можно сделать вывод о том, что техническое перевооружение котельной ООО «Теплоэнергетик» путем замены котла на жидком топливе на котел, со слоевым сжиганием каменного угля является экономически эффективным. Срок окупаемости данных работ составляет 2,26 лет, что не превышает 6,7 лет.

8.3 Модель ранжирования проблем энергетической эффективности котельной ООО «Теплоэнергетик»

Ранжирование проблем позволяет установить главную проблему при достижении максимальной энергетической эффективности. При этом оценивается степень важности и срочности решения проблем, направленных на достижение цели выпускной квалификационной работы в реальных условиях существующего предприятия ООО «Теплоэнергетик».

					13.03.01.2018.082.21 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

Сформулированные проблемы распределяются по квадрантам матрицы.

На рисунке 8.1 представлена схема ранжирования проблем по теме выпускной квалификационной работы.



Рисунок 8.1 – Ранжирование проблем

Вывод: главной проблемой существующей котельной ООО «Теплоэнергетик» является неэффективное использование топливно-энергетических ресурсов.

8.4 Модель причинно-следственной диаграммы

Для анализа выявим первичные фактора недостаточной энергетической эффективности котельной и вторичные факторы, определяющие первые.

Составим первично-следственную диаграмму для предприятия ООО «Теплоэнергетик».

На рисунке 8.2 представлена причинно-следственная диаграмма.



Рисунок 8.2 – Причинно-следственная диаграмма

На основе причинно-следственной диаграммы можно сделать вывод о том, что техническое перевооружение котельной необходимо для дальнейшей безаварийной и бесперебойной эксплуатации.

8.5 Модель SWOT-анализ вариантов технических решений

SWOT-анализ – это сравнительный метод, позволяющий углубить предыдущие результаты и определить долгосрочные направления повышения энергетической эффективности котельной. Для проведения этого анализа составляются матрицы, состоящие из квадрантов в которых указываются:

- S (Strengths) – сильные стороны;
- W(Weaknesses) – слабые стороны;
- O (Opportunities) – возможности;
- T (Threats) – угрозы.

SWOT-анализ эксплуатации котельной до технического перевооружения представлен в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – SWOT-анализ эксплуатации котельной до технического перевооружения

<p>S:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Отсутствие капитальных затрат 2. Хорошее знание оборудования персоналом котельной 	<p>W:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Большой расход топливно-энергетических ресурсов 2. Большие затраты на ремонт оборудования 3. Низкий КПД котельного агрегата 4. Повышенная возможность возникновения аварий
<p>O:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Постоянный спрос на тепловую энергию 	<p>T:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Возможна остановка подачи тепловой энергии потребителю

Из SWOW-анализа работы котельной до технического перевооружения, можно сделать вывод о неудовлетворительном состоянии оборудования, низком коэффициенте полезного действия теплогенерирующих установок и большой вероятности возникновения аварийной ситуации. Это ведет к увеличению себестоимости тепловой энергии, повышению объемов выбросов вредных веществ в окружающую среду и риску остановки котельной, следствием чего является прекращение подачи тепловой энергии потребителю.

В таблице 8.3 представлен SWOT-анализ эксплуатации перевооруженной котельной, т.е. при замене котла сжигающего жидкое топливо на котел, работающего на каменном угле.

Таблица 8.3 – SWOT-анализ эксплуатации перевооруженной котельной

S: <ol style="list-style-type: none"> 1. Экономия топливно-энергетических ресурсов 2. Повышение надежности котла 3. Снижение затрат на ремонт оборудования 	W: <ol style="list-style-type: none"> 1. Недостаток собственных финансовых ресурсов. 2. Требуется повышение квалификации рабочего персонала.
O: <ol style="list-style-type: none"> 1. Наличие инвестора 2. Постоянный спрос на тепловую энергию 	T: <ol style="list-style-type: none"> 1. Повышение цен на топливо 2. Задержка поставок топлива

Исходя из проведенных SWOT-анализов можно сделать вывод о том, что эксплуатация котельной ООО «Теплоэнергетик» после проведения технического перевооружения является более экономичной и эффективной, чем без проведения этих работ, т.к. при техническом перевооружения котельной сильные стороны преобладают над эксплуатацией котельной без технического перевооружения.

8.6 Модель дерева целей проекта повышения энергетической эффективности

Дерево целей представляет структурную модель, показывающую подчиненность и связь целей подразделений в иерархии управления. Для построения дерева целей цель предприятия делится на проектные цели.

Дерево целей содержит и состоит из целей, соответствующих теме технического перевооружения котельной ООО «Теплоэнергетик», а также показывает зависимость взаимосвязей между ними. Для достижения целей ВКР указываются средства её достижения.

Цель – это конечное состояние или желаемый результат, которого стремится достичь компания. Цели должны быть конкретными, преодолимыми и достижимыми, а также быть согласованными между собой. Чем больше целей ставит перед собой организация, тем она сложнее по структуре. Формулировки целей отражают специфику темы проекта, должны содержать измеримость во времени и величине. Цели предприятия делятся на технические и энергетические, экологические и экономические, цели управленческие.

Модель дерева целей проекта представлено на рисунке 8.3.

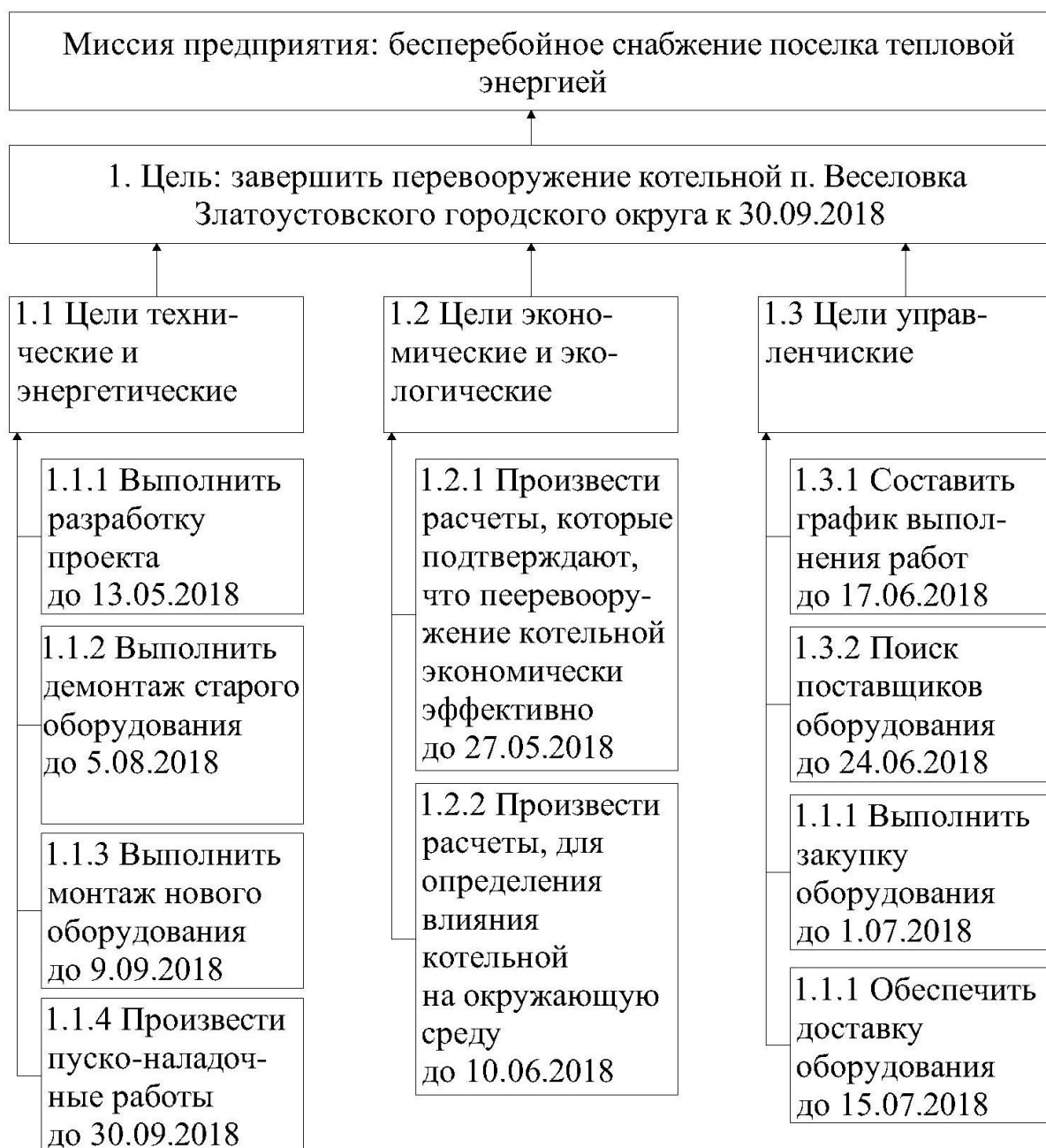


Рисунок 8.3 – Дерево целей проекта

8.7 Ленточный график мероприятий по разработке и реализации проекта

График мероприятий работ по разработке и реализации проекта представлен в виде ленточного графика Ганта, который предназначен для визуальной оценки последовательность выполнения работ и задач технического перевооружения котельной, их протяженность и протяженность проекта в целом, а также сопоставить реальный и планируемый ход реализации проекта. Ориентировочная продолжительность работ определяется целями и стратегиями, описанными выше.

В таблице 8.4 представлен ленточный график Ганта.

Таблица 8.4 – График Ганта

Наименование этапа	Исполнитель	2018 год																							
		Месяц																							
		Апрель				Май				Июнь				Июль				Август				Сентябрь			
Разработка проекта	Проектное бюро	■																							
Подбор энергетически эффективного оборудования	Проектное бюро					■																			
Выполнить экономические расчеты	Проектное бюро						■																		
Определение экологической безопасности	Проектное бюро							■																	
Поиск поставщика оборудования	Подрядчик											■													
Закупка оборудования	Подрядчик												■												
Доставка нового оборудования до места	Подрядчик														■										
Демонтаж старого оборудования	ПТО															■									
Монтаж нового оборудования	ПТО																			■					
Пусконаладочные испытания	Подрядчик																							■	

8.8 Основные показатели энергетической и экономической эффективности

Рассчитанные показатели в работе сведем в таблицу 8.5.

Таблица 8.5 – Основные показатели эффективности проекта

Наименование показателей	Единицы измерения	Изменения показателей	
		до	после
1	2	3	4
Показатели энергетической эффективности и энергосбережения:			
1. КПД котла КСВ-1М/КВМ-1,16К	%	75,00	84,16
2. Тепловая мощность	Гкал/ч	0,86	1,00
Показатели экономической эффективности:			
1. Капитальные затраты на реконструкцию	тыс. руб.	2293,2	
2. Годовые текущие затраты	тыс. руб./год	3442,10	2006,46
3. Себестоимость отпускаемой тепловой энергии	руб./Гкал	568,60	372,25
4. Экономия себестоимости производства тепловой энергии	руб./Гкал	196,35	
5. Срок окупаемости реконструкции	лет	2,26	

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе рассмотрено техническое перевооружение котельной ООО «Теплоэнергетик». Произведена замена устаревшего котла сжигающего жидкое топливо на более современный котел КВм-1,16К, работающий на каменном угле.

Проведен тепловой поверочный расчет нового котлоагрегата. В результате были определены: расход топлива 0,058 кг/с, коэффициент полезного действия котла $\eta_{ка}=84,16$.

В работе были описаны мероприятия по энергосбережению и обеспечению безопасности персонала в производственных процессах, рассмотрены мероприятия по предотвращению с взрыво-пожаробезопасностью и электробезопасностью. Также приведено описание автоматики и контрольно-измерительных приборов для котла КВм-1,16К.

Для обеспечения экологической безопасности выполнены расчёты приземной концентрации выбросов из дымовой трубы при сжигании каменного угля диоксида азота, диоксида серы и золы. Приземная концентрация вредных выбросов при дымовой трубе $H=30$ м и $D=0,3$ м не превышает максимально-разовой концентрации. Так же для очистки продуктов сгорания от золы был выполнен расчет циклона-золоуловителя.

В экономической части произведён расчёт текущих и капитальных затраты на техническое перевооружение котельной ООО «Теплоэнергетик» и определён срок окупаемости проекта по замене котла на жидком топливе на котел, который работает на каменном угле. Срок окупаемости составил 2,26 лет, что указывает на экономическую эффективность выпускной квалификационной работы. В управленческой части осуществляется анализ преимуществ и недостатков проведения мероприятий по техническому перевооружению котельной ООО «Теплоэнергетик». Построен график Ганта и основные показатели эффективности технического перевооружения сведены в таблицу.

					13.03.01.2018.082.21 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Федеральный закон РФ от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ. Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации// Российская газета. – 2009. – Федеральный выпуск №5050 (226).
- 2 Сайт ООО «Теплоэнергетик» – <http://www.zlatteplo.ru>
- 3 ГОСТ Р 51232-98. Вода питьевая. Общие требования к организации и методам контроля качества. – М: Изд-во стандартов, 2005.
- 4 ИКЗ.302141.60 ТО – Котлы водогрейные стальные теплопроизводительностью 1,16, 1,44 и 1,74 МВт на твердом топливе с полумеханической и механической топкой. – Ижевск, 2013.
- 5 Постановление правительства РФ от 31.12.2009 №1225 «О требованиях к региональным и муниципальным программам в области энергосбережения и повышения энергоэффективности.
- 6 ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы» – М: Изд-во стандартов, 2015.
- 7 СП 89.13330.2012 «Котельные установки» – М.: Минрегион России, 2012.
- 8 Соколов, Б.А. Котельные установки и их эксплуатация / Б.А. Соколов. – М: Академия, 2007. – 432 с.
- 9 Кузнецов, Н.В. Тепловой расчет котельных агрегатов. Нормативный метод./ Н.В. Кузнецов. – 2-е изд., перераб. – М:ЭКОЛИТ, 2011 – 296 с.
- 10 Федеральный закон РФ от 10.01.2002 № 7-ФЗ Об охране окружающей среды // Собрание законодательства РФ. – 2002. – Собрание законодательства РФ № 2 (133).
- 11 Постановление Правительства РФ от 25.04.2012 № 390 (ред. от 10.11.2015). О противопожарном режиме // Собрание законодательства РФ. – 2012. – Собрание законодательства РФ № 19 (2415).
- 12 Приказ №328н от 24 июля 2013г. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок // Бюллетень нормативных актов федеральных органов исполнительной власти. – 2014. – Бюллетень нормативных актов федеральных органов исполнительной власти № 5.
- 13 Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197 ФЗ // Собрание законодательства РФ. – 2002. – № 1 (3).
- 14 Государственная программа Российской Федерации. Охрана окружающей среды на 2012-2020 гг // Собрание законодательства РФ. – 2014. – № 28 (4105).
- 15 Государственная программа Российской Федерации. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года // Собрание законодательства РФ. – 2013. – № 51 (6732).

					13.03.01.2018.082.21 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

16 Алабугин, А.А. Экономико-управленческая часть дипломного проекта: учебное пособие по выполнению дипломного проекта студентов энергетического факультета/А.А. Алабугин, Р.А. Алабугина. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2018. – 46 с.

17 ГОСТ 12.1.038-82. ССБТ Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов. – М.: Изд-во стандартов, 2001.

18 ГОСТ 14202-69. Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, знаки и щитки. – М.: Изд-во стандартов, 2001.

19 ГОСТ 27322-87 Государственный стандарт РФ. Энергобаланс промышленного предприятия. Общие положения. – М.: Издательство стандартов, 1987.

20 ГОСТ 31607-2012. Энергосбережение. Нормативно-методическое обеспечение. – М.: Стандартинформ, 2013.

21 ГОСТ Р 51750-2001. Энергосбережение. Методика определения энергоемкости при производстве продукции и оказании услуг в технологических энергетических системах. М.: Стандартинформ, 2001.

22 «Правил безопасности систем газораспределения и газопотребления» ПБ 12-529-03; СНиП 42-01-2002; СНиП III-4-80.

23 СанПиН 2.2.4.548-96.

24 ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. «Шум. Общие требования безопасности». – М.: Изд-во стандартов, 2009.

25 ГОСТ 12.1.012-БТ. «Вибрационная безопасность. Общие требования». – М.: Изд-во стандартов, 2013.

26 СНиП 23-05-95* «Естественное и искусственное освещение»

27 ГОСТ 12.4.026-2001 ССБТ «Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. – М.: Изд-во стандартов, 2002.

28 СНиП 31-01-2003, СНиП 21-01-97.

29 СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. – М.: Изд-во стандартов, 2009.

30 СП 18.13330.2011. Генеральные планы промышленных предприятий. – М.: Минрегион России, 2011.

31 СП 4.13130.2013. Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям. – М.: Изд-во стандартов, 2013.

32 СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение. – М.: Минрегион России, 2010.

33 Котел КВМ-1,16к – <http://www.kvzr.ru/boiler-kvm-116.html>

34 Питатель угля ПТЛ-400 – <http://www.kvzr.ru/unloader-ptl-400.html>

35 Дымосос ДН-6,3 – <http://www.kvzr.ru/exhausters-63-1500.html>

					13.03.01.2018.082.21 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

- 36 Вентилятор Вц 14-46-2 – <http://www.kvzr.ru/fans-vc-1446-2-223000.html>
- 37 Циклон ЦН-15-300 – <http://www.kvzr.ru/cyclone-cn-15-300-1up.html>
- 38 Ленточный транспортер – <http://www.kvzr.ru/belt-conveyor.html>
- 39 КИПиА – <http://www.kvzr.ru/shield-tshpm.html>
- 40 Трубопроводы и арматура – <https://profil-arma.ru>
- 41 Транспортная компания – <http://1-trk.ru/services/auto/>
- 42 Монтажная компания – <http://www.sputnik-zlat.ucoz.ru>
- 43 Тарифы на воду – <http://uk-kgh.ru/page/tarify>
- 44 Тарифы на электричество – <http://www.zlatgo.ru/>
- 45 Тарифы на лом – <http://betosteel.ru/steel/zlatoust.html>
- 46 Алабугина Р.А. Выпускная квалификационная работа: структура, требования к оформлению и нормоконтролю. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2017. – 43 с.

					<i>13.03.01.2018.082.21 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		87