

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

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Рецензент,
Главный энергетик
ОАО «МиассЭлектроАппарат»
_____ С.В.Апасьев
« ____ » _____ 2018 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

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

**МОДЕРНИЗАЦИЯ ВОДОГРЕЙНОЙ КОТЕЛЬНОЙ ЗАВОДА
ОАО «МИАССЭЛЕКТРОАППАРАТ»**

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ БАКАЛАВРА
ЮУрГУ–13.03.01.2018.054.05 ПЗ ВКР

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

Руководитель работы,
к.т.н., доцент
_____ В.Ю. Шашкин
« ____ » _____ 2018 г.

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

Автор работы,
студент группы П-479
_____ К.А. Губина
« ____ » _____ 2018 г.

Челябинск 2018

АННОТАЦИЯ

Губина К.А. Модернизация водогрейной котельной завода ОАО «МиассЭлектроАппарат» – Челябинск: ЮУрГУ, ПИ, Э; 2018, 95 с., 12 ил., библиогр. список – 47 наименования., 3 прил., 7 листов чертежей ф.А1, 1 демонстрационный лист ф.А1.

На заводе ОАО «МиассЭлектроАппарат» в связи с увеличением нагрузок на горячее водоснабжение возникла необходимость в модернизации котельной.

Целью выпускной квалификационной работы является предложение новой тепловой схемы котельной, а также усовершенствованной схемы газовой распределительной установки.

Пояснительная записка в ВКР содержит введение, 10 разделов, заключение, библиографический список и приложения.

Во введении обозначены задачи, объект и предмет работы.

Первая глава посвящена описанию существующего положения на заводе ОАО «МиассЭлектроАппарат», а также обоснованию модернизации котельной.

Во второй главе изложены литературные источники, используемые в работе.

В третьей главе проведено сравнение отечественных и зарубежных водогрейных жаротрубно-дымогарных котлов средней мощности.

В специальной части изложены расчет тепловых нагрузок предприятия, расчет тепловой схемы котельной, тепловой поверочный расчет котла, а также проведен выбор вспомогательного оборудования.

В работе рассмотрены вопросы энергосбережения и экологии, автоматика и кип котельной и безопасность жизнедеятельности.

Последняя глава посвящена разделу «Экономики и управления».

Графическая часть выполнена с применением AutoCAD – системы автоматизированного проектирования на 8 листах формата А1. Спецификации к чертежам представлены в трех приложениях.

					13.03.01.2018.054.05 ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Выполнил.</i>		Губина К.А.			Модернизация			<i>Лит.</i>
<i>Руковод.</i>		Шашкин В.Ю..					3	<i>Листов</i>
					водогрейной котельной			
<i>Н. Контр.</i>		Алабугина Р.А.			завода ОАО			<i>Лист</i>
<i>Зав. каф.</i>		Осинцев В.			13.03.01.2018.054.05 ПЗ			<i>Лист</i>
					ЮУрГУ			5
					Кафедра промышленной			

ОГЛАВЛЕНИЕ	4
ВВЕДЕНИЕ.....	9
1 ОБОСНОВАНИЕ МОДЕРНИЗАЦИИ ВОДОГРЕЙНОЙ КОТЕЛЬНОЙ ЗАВОДА ОАО «МИАССЭЛЕКТРОАППАРАТ»	11
2 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ	12
3 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННОГО И ЗАРУБЕЖНОГО ОБОРУДОВАНИЯ.....	14
4 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	17
5 ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ	19
5.1 Расчет теплового потребления	20
5.1.1 Расчет часовых расходов тепла	20
а) Расчет часовых расходов тепла на отопление	20
б) Расчет часовых расходов тепла на вентиляцию.....	21
в) Расчет часовых расходов тепла на горячее водоснабжение	22
г) Часовые расходы тепла по видам потребления	24
5.1.2 Расчет годовых расходов тепла	24
а) Расчет годовых расходов тепла на отопление	24
б) Расчет годовых расходов тепла на вентиляцию.....	25
в) Расчет годовых расходов тепла на горячее водоснабжение	26
г) Годовые расходы тепла по видам потребления.....	27
5.1.3 Тепловые нагрузки при различных температурах наружного воздуха....	28
5.1.4 Регулирование тепловой нагрузки	30
5.1.5 Расчет расходов теплоносителя у потребителей	32
5.2 Расчет тепловой схемы котельной.....	34
5.3 Тепловой расчет котла	37
5.3.1 Расчет объемов продуктов сгорания топлива.....	37
5.3.2 Расчет энтальпий продуктов сгорания газа и воздуха	38
5.3.3 Тепловой баланс котла «SuperRAC 2910»	39

5.3.4	Расчет топочной камеры котла «SuperRAC 2910»	41
5.3.5	Расчет дымогарных труб 2-го хода котла «SuperRAC 2910»	44
5.3.6	Расчет дымогарных труб 3-го хода котла «SuperRAC 2910»	46
5.3.7	Поверочный тепловой баланс	49
6.1	Выбор теплообменного аппарата	50
6.1.1	Тепловой расчет	51
6.1.2	Компоновочный расчет	56
6.2	Насосное оборудование	60
6.3	Выбор оборудования ГРУ	61
6.3.1	Подбор газового фильтра	61
6.3.2	Подбор регулятора давления	63
6.4	Химводочистка	63
7	АВТОМАТИКА И КИП	65
8	ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ	71
8.1	Концентрация окислов азота, содержащихся в дымовых газах, уходящих от котла «SuperRAC 1860»	72
8.2	Концентрация окислов азота, содержащихся в дымовых газах, уходящих от котла «SuperRAC 2910»	75
8.3	Суммарная концентрация окислов азота, содержащихся в воздухе рабочей зоны предприятия	76
9	БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ	77
9.1	Анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов	77
9.2	Влияние выявленных опасных и вредных производственных факторов на организм человека	78
	а) Микроклимат	79
	б) Вредные вещества	80
	в) Производственное освещение	80
	г) Вибрация	80
	г) Шум	81
	г) Инфракрасное излучение	81

9.3	Электробезопасность и молниезащита котельной	82
9.4	Противопожарные мероприятия	83
10	ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ	84
10.1	Смета капитальных затрат на модернизацию водогрейной котельной завода ОАО «МиассЭлектроАппарат».....	84
10.2	Текущие затраты на эксплуатацию водогрейной котельной завода ОАО «МиассЭлектроАппарат» после модернизации	85
10.3	Текущие затраты на эксплуатацию водогрейной котельной завода ОАО «МиассЭлектроАппарат» до модернизации.....	87
10.4	Оценка срока окупаемости модернизации водогрейной котельной	88
10.5	Модель ранжирования проблем теплоэнергетики	89
10.6	Модель причинно-следственной диаграммы	90
10.7	Модель SWOT-анализа вариантов технических решений	90
10.8	Дерево целей повышения энергетической эффективности.....	91
10.9	График Ганта	92
10.10	Основные показатели энергетической и экономической эффективности	92
ЗАКЛЮЧЕНИЕ		94
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК		93
ПРИЛОЖЕНИЯ		
ПРИЛОЖЕНИЕ А. Тепловая схема котельной.....		96
ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Функциональная схема КИП и автоматики котельной.....		98
ПРИЛОЖЕНИЕ В. Разрез газо-распределительной установки.....		100

ВВЕДЕНИЕ

Перед современным миром, остро стоит основная проблема энергетики – истощаемость основных энергетических ресурсов, которая усугубляется неравномерностью их распределения.

Один из способов решения проблемы удовлетворения растущих потребностей человечества при минимальном ущербе для окружающей среды заключается в концепции энергосбережения и повышения энергоэффективности.

Концепция энергосбережения заключается в повышении эффективности использования энергоресурсов на всех этапах их жизненного цикла – добычи, производства из них энергии, её транспортировки и потребления [1].

Одним из современных инженерных решений, удовлетворяющих данную концепцию, при этом выгодным в экономическом плане, является модульная водогрейная котельная. В настоящее время в России такие котельные набирают популярность в связи с интенсивным переходом от централизованного теплоснабжения к децентрализованному.

Модульные котельные установки - это малогабаритные, надежные, экономичные котельные нового класса. Преимущество использования таких котельных состоит в том, что блок-модули, из которых состоит установка, изготавливаются в заводских условиях и полностью комплектуются всем технологическим оборудованием (котлом с дымовой трубой, средствами автоматики, пожаротушения, электроснабжения, вентиляции и т.д.) [2].

По типу теплоносителя и назначению МКУ делятся на водогрейные, паровые и пароводогрейные.

Паровые котлы обеспечивают тепло- и пароснабжение технологических процессов промышленных предприятий текстильной, пищевой, химической, нефтеперерабатывающей отраслей.

Модульные водогрейные котельные предназначены для обеспечения теплом и горячей водой объектов жилищно-коммунального хозяйства, промышленности, строительства и сельского хозяйства. В котельной обычно устанавливаются водогрейные котлы, которые нагревают воду до температуры 115 °С и давлением 0,6 МПа. Мощность водогрейных котлов в блок-модульном исполнении составляет от 100 кВт до 30 МВт. [2]

Модульные водогрейные котельные разрабатываются для работы на различных видах топлива: газообразном, жидком, твердом.

Если местность газифицирована, целесообразнее поставить газовую МКУ. Такие установки экономичны, не требуют запасов и резерва топлива, не нуждаются в топливных складах и дополнительном оборудовании. Используя природный газ, модульные котельные могут иметь в резерве жидкое топливо на случай аварийных ситуаций в газопроводах. Большая энергоёмкость и теплотворная способность газообразного и жидкого топлива, высокий КПД делают их использование также экономически выгодным. Кроме того, эти виды топлива экологически безопасны, не оказывают негативного влияния на окружающую среду.

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.054.05 ПЗ				9

Применение автоматики во всех технологических процессах позволяет минимизировать количество обслуживающего персонала, тем самым сократить затраты на эксплуатацию водогрейной котельной.

Блок-модуль водогрейной котельной на газовом топливе включает в себя: водогрейный котел с горелкой, систему трубопроводов, насосную систему, систему водоподготовки, системы КИПиА, вентиляции, электроснабжения, пожароохранную сигнализацию.

Водогрейная модульная газовая котельная, изготовленная на базе современного оборудования, имеет ряд преимуществ:

- Котельная выполняется в виде одного или нескольких блоков, что обеспечивает ей высокую мобильность.
- Котельная выпускается как полностью готовое к работе изделие.
- Изготовление котельной, установка и ввод в эксплуатацию производятся в короткие сроки от 2 до 4 месяцев.
- При изготовлении котельных применяются высококачественные комплектующие ведущих мировых фирм-производителей.
- Экономичность и низкая затратность на производство тепла.
- Полная автоматизация
- Возможность дистанционного контроля за работой котельной.
- Мощность зависит от количества блок-модулей и может быть увеличена во время эксплуатации за счет монтажа новых блоков.
- Стоимость значительно ниже стоимости стационарной котельной.
- Высокий КПД установки
- Реальный срок окупаемости водогрейной котельной составляет 2-3 года [2].

В выпускной квалификационной работе в качестве объекта модернизации рассматривается газовая модульная водогрейная котельная Миасского завода ОАО «МиассЭлектроАппарат».

Цель работы – разработка проекта модернизации котельной ОАО «МиассЭлектроАппарат».

Для поставленной цели необходимо рассмотреть следующие задачи:

- изучение существующей тепловой схемы и оборудования котельной завода;
- изучение схемы ГРУ;
- выполнение расчета тепловых нагрузок предприятия;
- выполнение тепловых расчетов котлоагрегатов;
- расчет теплообменного оборудования;
- расчет ГРУ;
- выбор вспомогательного оборудования;
- определение экономической эффективности предложенного решения.

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.054.05 ПЗ					10

1 ОБОСНОВАНИЕ МОДЕРНИЗАЦИИ ВОДОГРЕЙНОЙ КОТЕЛЬНОЙ ЗАВОДА ОАО «МИАССЭЛЕКТРОАППАРАТ»

Открытое акционерное общество «МиассЭлектроАппарат» - один из основных производителей электродвигателей малой мощности в России. Предприятие выпускает электромагнитные реле, маслозакачивающие насосы, воздуховсасывающие агрегаты, электроспуски, а также многочисленные виды электродвигателей. Основные направления производства предприятия - автомобилестроение, медицинская промышленность, станкостроение и бытовая техника. Завод зарекомендовал себя как производитель качественной продукции, удовлетворяющей современным стандартам [3].

Продукция предприятия имеет как российские, так и международные сертификаты и соответствует уровню общемировых стандартов. В связи с высоким качеством продукции спрос на нее растет с каждым годом. Так в 2017 году был заключен договор на поставку крупного количества электродвигателей, вследствие чего экономическая эффективность завода возрастает в несколько раз.

Для выполнения новых производственных нагрузок оказалось недостаточным количество вырабатываемой горячей воды. Так же персонал отдела главного энергетика столкнулся с проблемой поддержания давления газа за регулятором давления постоянным. Ее возникновение связано с изношенностью уплотнительных колец в регуляторе давления. Руководством предприятия было принято решение о модернизации тепловой схемы и ГРУ котельной.

На сегодняшний день завод имеет современную модульную водогрейную котельную, которая обеспечивает теплотой промышленные и административные здания завода, а также снабжает их горячей водой. ГВС предприятия обеспечивается пластинчатым теплообменником фирмы «Alfa-laval» [4].

Модернизация тепловой схемы осуществляется путем установки дополнительного теплообменного аппарата, подбора вспомогательного оборудования и изменением обвязки котельной. Дополнительный теплообменник предлагается подключить по параллельной схеме, что позволит проводить все ремонтные работы без остановки производства, выключая при необходимости из цикла один из аппаратов.

Модернизация ГРУ заключается в установке более современного и надежного оборудования, с большим сроком эксплуатации, необходимое для поддержания постоянного давления.

Установленные на предприятии котельные агрегаты предусматривают возможность увеличения количества тепловых потребителей и замены вспомогательного оборудования на более мощное. Соответственно установка дополнительного теплообменника будет наиболее выгодным решением с экономической точки зрения, т.к. для этого не потребуются замена самого дорогого оборудования котельной - котлоагрегатов.

Установка современного и надежного регулятора давления позволит сократить экономические затраты благодаря большему межремонтному периоду и сроку эксплуатации, а также снижению затрат на топливо.

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.054.05 ПЗ					11

2 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ

При разработке проекта по модернизации котельной завода ОАО «МиассЭлектроАппарат» была использована учебно-методическая и нормативно-справочная литература, изложенная ниже.

Котельная завода удовлетворяет концепции энергосбережения, что проанализировано в главе «Энергосбережение» на основе Федерального Закона "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации" от 23.11.2009 № 261.

Расчет теплового потребления осуществлялся на базе «Справочника проектировщика» под редакцией А.А. Николаева. Исходные значения - продолжительность отопительного периода, расчетная зимняя температура наружного воздуха, температура воздуха начала отопительного периода и средняя температура отопительного периода – взяты из СП 131.13330.2012 «Строительная климатология».

Методика расчета тепловой схемы изложена Ю.В.Новокрещеновым в методических указаниях. Согласно методике, в расчёте тепловой схемы определяется тепловой баланс, расчет которого позволяет определить экономические показатели котельной, расхода пара и воды, по которым производится выбор основного и вспомогательного оборудования.

Исходные данные для теплового расчета котлов SuperRAC, такие как теплопроизводительность котлов, температура прямой и обратной воды, температура уходящих дымовых газов, температура подсосываемого воздуха и давление воды на выходе из котлов, были взяты из технического паспорта котельной завода ОАО «МиассЭлектроАппарат». Тепловой расчет котла SuperRAC произведен по методике авторов Мунц В. А и Лумми А. П., описанной в учебном пособии «Расчет жаротрубно-дымогарного котла». При расчете необходимо знать теплофизические свойства природного газа, воздуха и воды, которые были получены из приложений к методическим указаниям «Теплофизические свойства топлив, продуктов сгорания и воздуха», автором которых является Голдобин Ю.М. В результате расчета по данной методике были получены КПД котлоагрегатов, а также температуры уходящих газов.

При выборе вспомогательного оборудования необходимо провести расчет теплообменного аппарата, методика которого приведена в учебнике «Пластинчатые и спиральные теплообменники» Н.В. Барановского. Методика заключается в проведении теплового и компоновочного расчетов, в результате которых будет получена необходимая площадь теплообмена. Для подбора оборудования ГРУ использовался учебник Ионина А.А. «Газоснабжение».

В разделе «Автоматика и КИП» на базе «Справочника по автоматизации котельных» Л.М. Фарштейна дается описание автоматизации котельной завода. Функциональная схема выполнена согласно ГОСТ 21.404-85 «Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах».

Основным документом при написании главы «Вопросы экологии» является Федеральный закон «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 № 7-ФЗ. Рас-

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.054.05 ПЗ					12

чѐт концентрации осуществляется по методике расчета концентрации в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий.

Раздел «Безопасность жизнедеятельности» применены следующие основные нормативные документы:

- ГОСТ 12 0 003-80. Опасные и вредные производственные факторы.
- ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность.
- СНиП 41-03-2003 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов.

При написании раздела «Экономика и управление» использовалось учебное пособие для бакалавров и магистрантов направления подготовки «Теплоэнергетика и теплотехника» «Экономико-управленческая часть выпускных квалификационных работ» А.А. Алабугин, Р.А. Алабугина.

Необходимые технические характеристики устанавливаемого оборудования принимаются по данным официальных сайтов заводов-изготовителей:

- Официальный сайт компании «IVAR Industry»;
- Официальный сайт компании «Baltur»;
- Официальный сайт компании «Grundfos»;
- Официальный сайт компании «Alfa-laval»;
- Официальный сайт компании «Tartarini».

					<i>13.03.01.2018.054.05 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		13

3 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННОГО И ЗАРУБЕЖНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

В настоящее время происходит интенсивное развитие изготовления котельного оборудования, его совершенствование и обновление. Существуют основные направления развития:

- применение высокоэффективных и экологически чистых технологий сжигания топлива;
- увеличение единичной мощности агрегатов;
- применение более качественных и новых материалов при изготовлении котлов, совершенствование и модульная унификация элементов котлов и вспомогательного оборудования;
- применение рациональных конструкций топочных устройств и процессов сжигания топлива, систем пылеприготовления и тягодутьевых установок;
- использование более совершенных систем золоуловителей и установок для очистки продуктов сгорания топлива;
- повышение тепловой экономичности котельных установок за счет использования скрытой теплоты парообразования при снижении температуры уходящих газов;
- дальнейшее развитие применения систем с ЭВМ для комплексной автоматизации работы котлов [5].

Для сравнения рассмотрим котел, установленный на предприятие, итальянской фирмы «Ivar SuperRAC 2910» и отечественный котел Термотехник ТТ1000 мощность 3000 кВт.

2.1 Описание котла «Ivar SuperRAC 2910»

Промышленный газовый жаротрубный котел Ivar SUPERRAC, изготавливаемый крупным итальянским предприятием I.VAR Industry, предназначен для работы на дизельном топливе, топочном мазуте или газе, как природном, так и сжиженном. Он может использоваться для обеспечения горячей водой промышленных и административно-хозяйственных строений.

Конструкция камеры сгорания жаротрубная, с реверсивным формированием факела горелки внутри плавающей топки котла. Второй ход топки оснащен специальными турбулизаторами из нержавеющей стали, предназначенными для повышения КПД котла.

Камера сгорания котла имеет специальную, устойчивую к тепловым деформациям конструкцию и снабжена конденсатоотводчиком. Применение в качестве материала турбулизаторов - нержавеющей стали, позволяет значительно увеличить срок их службы.

Котел I.VAR модели SuperRAC-2910 укомплектован дополнительной внешней термоизоляцией передней стенки, что не позволяет ей нагреваться свыше 55°С и температура поверхности нагрева соответствует нормам «Правил устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов».

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.054.05 ПЗ				14

Котел SuperRAC 2910 предназначен для работы с наддувными газовыми, жидкотопливными или комбинированными горелками.

На котле установлен пульт управления со всеми необходимыми подсоединениями, который позволяет эксплуатировать котел в автоматическом режиме. Внутри пульта управления находится электросхема [6].

2.2 Описание котла «Термотехник ТТ100»

Котел ТЕРМОТЕХНИК ТТ100 мощностью 3000 кВт – стальной дымогарно-жаротрубный трехходовый низкотемпературный водогрейный котел, который изготавливается фирмой ЭНТРОРОС (Россия).

Котлы предназначены для производства теплофикационной горячей воды с максимальной температурой 115°C и максимальным избыточным рабочим давлением 0,6 МПа.

Для работы котлов используют жидкие и газообразные углеводородные топлива.

Высокая прочность в сочетании с большим объемом котловой воды и хорошо продуманным креплением жаровой трубы гарантирует их долговечность. Низкая теплонапряженность топки водогрейного котла ТЕРМОТЕХНИК ТТ100 обеспечивает соответствие строгим экологическим требованиям. Небольшое гидравлическое сопротивление котла и высокий КПД гарантирует высокую эксплуатационную эффективность.

Стальной водогрейный котел ТТ100 предпочтительно применяется в таких сферах как: крупные системы отопления и вентиляции, горячего водоснабжения промышленных, административных, коммунально-бытовых и других объектов, обеспечение тепловой энергией технологического оборудования производств.

Газовые котлы ТЕРМОТЕХНИК ТТ 100 сконструированы как трехходовой котел газотрубного типа. Камера сгорания – жаровая труба и корпус котла имеют цилиндрическую форму. Конвективные поверхности нагрева образованы дымогарными трубами второго и третьего хода, расположенными осесимметрично вокруг камеры сгорания. Двух-, трехрядная схема расположения дымогарных труб второго хода обеспечивает высокую интенсивность теплообмена.

Фронтальная крышка котла может полностью открываться с установленной горелкой в любую сторону. При открытой фронтальной дверце обеспечивается удобный доступ к камере сгорания и дымогарным трубам при техническом обслуживании и чистке котла. В нижней части крышки предусмотрены вспомогательные направляющие, облегчающие процесс закрытия дверцы. Для осмотра дымогарных труб со стороны теплоносителя в верхней части корпуса котла предусмотрен смотровой люк. Широкое межтрубное пространство и большой объем воды в котле обеспечивают наиболее оптимальный режим работы котла во всем диапазоне теплопроизводительности. Для монтажа горелки на фронтальной дверце имеется горелочная плита. Визуальный контроль пламени в камере сгорания осуществляется через смотровой глазок. Для равномерного распределения весовой нагрузки котел имеет прочное рамное основание [7].

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.054.05 ПЗ					15

2.3 Сравнительный анализ

Сравнение основных характеристик котлов представлено в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Сравнение характеристик котлоагрегатов

Технические характеристики	Марка котла	
	Ivar SuperRAC 2910	ТЕРМОТЕХНИК ТТ 100
Теплопроизводительность номинальная, кВт	2960	3000
Вид топлива	газ/жидкое топливо	газ/жидкое топливо
Рабочее давления воды (на выходе из котла), МПа	0,6	0,6
Температура подачи, °С	115	115
Длина, м	3,955	3,974
Ширина, м	1,800	1,940
Высота, м	2,150	2,168
Температура уходящих газов, °С	152	186
Коэффициент полезного действия котла, %	97	92

Исходя из сравнительного анализа можно сделать вывод, что котлы итальянского производства «Ivar SuperRac 2910» имеют ряд преимуществ перед котлами отечественного производства: они отличаются надежностью, длительным сроком службы, благодаря более низкой температуре уходящих газов являются экологически более безопасными, а так же имеют значительно высокий КПД.

4 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

Энергосбережение - реализация организационных, правовых, технических, технологических, экономических и иных мер, направленных на уменьшение объема используемых энергетических ресурсов при сохранении соответствующего полезного эффекта от их использования (в том числе объема произведенной продукции, выполненных работ, оказанных услуг) [1].

Предприятие ОАО «МиассЭлектроАппарат» имеет современную водогрейную котельную, которая полностью отвечает требованиям энергосбережения, представленным в Федеральном законе № 261 от 11 ноября 2009 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

Настоящий Федеральный закон регулирует отношения по энергосбережению и повышению энергетической эффективности.

Энергетическая эффективность - характеристики, отражающие отношение полезного эффекта от использования энергетических ресурсов к затратам энергетических ресурсов, произведенным в целях получения такого эффекта, применительно к продукции, технологическому процессу, юридическому лицу, индивидуальному предпринимателю [8].

Для высокой энергетической эффективности в качестве топлива на котельной применяется природный газ, который согласно Федеральному Закону №261 является преимущественным видом топлива.

Одним из важных факторов, влияющих на энергосбережение, является целесообразный выбор основного оборудования, т.к. основными потерями тепла являются:

- потери с недожогом топлива;
- уходящими газами;
- потери энергии через обмуровку котла;
- потери с продувкой и на собственные нужды котельной.

Для того, что минимизировать вышеперечисленные потери на заводе ОАО «МиассЭлектроАппарат» выбор основного оборудования был осуществлен в пользу водогрейных котлов итальянской марки SuperRAC и автоматизированных горелок Baltur. Стальные котлы этой серии являются высокопроизводительными генераторами тепла для систем обогрева на горячей воде с температурой до 115°C.

Их преимущество заключается в том, что дымовые газы возвращаются в переднюю часть топки, а затем - через канал, сделанный в изоляции люка - поступают в трубчатые регистры, где движутся вихреобразно за счет турбулентаторов. Такой процесс способствует улучшению конвекционного теплообмена. Таким образом, достигается максимальное поглощение тепла при отсутствии вредных термических нагрузок, что позволяет достичь коэффициента полезного действия более 90%, а высокий КПД котельного агрегата в свою очередь позволяет минимизировать расход топлива [6].

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.054.05 ПЗ					17

Обмуровка котла выполнена из современных теплоизоляционных материалов. Термоизоляция корпуса котла достигается за счет кожуха из минеральной ваты с высокой изолирующей способностью, что сводит потери энергии через обмуровку котла к минимуму.

В котельной предприятия применяются насосы с частотно-регулируемым электроприводом, которые в настоящее время являются наилучшим решением при выборе вспомогательного оборудования в целях энергосбережения. Их использование позволяет в два-три раза снизить затраты электроэнергии на собственные нужды котельной и снизить затраты на их ремонт и обслуживание [8].

В целях энергосбережения на котельной используется двухконтурная схема. Она заключается в выделении нагрузки горячего водоснабжения в отдельный контур.

Отпуск тепла осуществляется по режимной карте и температурному графику с наименьшим коэффициентом избытка воздуха. Один раз в 3 года проводятся режимно-наладочные испытания, с целью выявления эффективности используемого коэффициента избытка воздуха.

На котельной используется современная надежная запорная арматура и высококачественная автоматика, что позволяет минимизировать потери, возникающие из-за колебаний мощности и возникновения нештатных ситуаций в котельной.

					<i>13.03.01.2018.054.05 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		18

5 ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

Котельная предприятия ОАО «МиассЭлектроАппарат» предназначена для теплоснабжения зданий различного назначения, для горячего водоснабжения зданий с коммерческим учетом тепла, потребляемого газа и электроэнергии в автоматическом режиме, без постоянного присутствия обслуживающего персонала.

Она предназначена для эксплуатации в районах с умеренным и холодным климатом и оборудована для работы на природном газе по ГОСТ 5542 [4].

Система теплоснабжения закрытая, а система ГВС - независимая через теплообменник.

Продолжительность отопительного периода на предприятие, число часов за который представлено в таблице 5.1, составляет:

$$n_0 = 216 \frac{\text{сут.}}{\text{год}} = 5184 \frac{\text{час}}{\text{год}} = 18,66 \cdot 10^6 \frac{\text{с}}{\text{год}}.$$

Таблица 5.1 – Число часов за отопительный период

$t_n, ^\circ\text{C}$	-34	-30	-25	-20	-15	-10	-5	0	+8
х, час	7	39	166	520	1110	1950	2980	3920	5180

Расчетная зимняя температура наружного воздуха для расчета: $t_{н.о} = -34 ^\circ\text{C}$ [9];

Температура воздуха начала отопительного периода: $t_{нп} = +8 ^\circ\text{C}$ [9];

Средняя температура воздуха отопительного периода: $t_{ср.о} = -6,5 ^\circ\text{C}$ [9];

В таблице 5.2 приведены здания предприятия ОАО «МиассЭлектроАппарат» и их объемы, необходимые при расчете тепловых нагрузок [4].

Таблица 5.2 – Объемы зданий предприятия ОАО «МиассЭлектроАппарат»

Наименование здания	Объем $V, \text{м}^3$
Корпус №1	125300
Бытовые помещения корпуса №1	48758
Проходная	1739
Корпус №2	49262
Корпус №4	27444
Бытовые помещения корпуса №4	15047
Столовая	4924
Гараж	5530
Бытовые помещения гаража	1903
ОГМетр и ЦИС	2614
Котельная	19552
Насосная обратного водоснабжения	9821

5.1 Расчет теплового потребления

5.1.1 Расчет часовых расходов тепла

а) Расчет часовых расходов тепла на отопление

Часовая потребность в тепле на отопление определяется по формуле (5.1.1):

$$Q_o = a \cdot \chi_o \cdot V \cdot (t_{cp} - t_{н.в.}), \quad (5.1.1)$$

где Q_o – расход тепла на отопление, ккал/ч;

χ_o – удельная тепловая характеристика здания при $t_{н.в.} = -30$ °С, ккал/(м³·°С);

a – поправочный коэффициент, учитывающий район строительства здания, определяется по таблице 5.3;

V – объём отапливаемой части здания по внешнему обмеру, м³;

t_{cp} – средняя температура отапливаемого помещения, °С;

$t_{н.в.}$ – расчетная зимняя температура наружного воздуха, °С.

Таблица 5.3 – Поправочный коэффициент, учитывающий район строительства здания

$t_{н.в.}$ °С	0	-5	-10	-15	-20	-25	-30	-35	-40	-45	-50	-55
a	2,05	1,67	1,45	1,29	1,17	1,08	1,00	0,95	0,90	0,85	0,82	0,80

Согласно таблице 5.3 для г. Миасс с $t_{н.в.} = -34$ °С поправочный коэффициент a принимаем равным 0,96.

Рассмотрим расчет часовых расходов тепла на отопление для корпуса №1.

Характеристики здания:

удельная тепловая характеристика здания $\chi_o = 0,35$ ккал/(м³·°С);

объём отапливаемой части здания по внешнему обмеру $V = 125300$ м³;

средняя температура $t_{cp} = 16$ °С.

Для корпуса №1 часовая потребность в тепле на отопление:

$$Q_o = 0,96 \cdot 0,35 \cdot 125300 \cdot (16 - (-34)) = 2105040 \text{ ккал/ч.}$$

Бытовые помещения корпуса №1 имеют следующие характеристики:

удельная тепловая характеристика здания $\chi_o = 0,2$ ккал/(м³·°С);

объём отапливаемой части здания по внешнему обмеру $V = 48758$ м³;

средняя температура $t_{cp} = 16$ °С.

Тогда часовая потребность в тепле на отопление будет составлять:

$$Q_o = 0,96 \cdot 0,35 \cdot 125300 \cdot (16 - (-34)) = 2105040 \text{ ккал/ч.}$$

													Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата									20

13.03.01.2018.054.05 ПЗ

Аналогично проведем расчет часовых расходов тепла на отопление для остальных зданий, и результаты сведем в таблицу 5.4.

Таблица 5.4 – Часовые расходы тепла на отопление

Потребители тепла	a	$V, \text{ м}^3$	$t_{cp}, \text{ }^\circ\text{C}$	$\chi_0, \text{ ккал}/(\text{м}^3 \cdot \text{ }^\circ\text{C})$	$Q_0, \text{ ккал}/\text{ч}$	$Q_0, \text{ МВт}$
Корпус №1	0,96	125300	16	0,35	2105040,0	2,448
Бытовые помещения корпуса №1	0,96	48758	16	0,20	468076,8	0,544
Проходная	0,96	1739	18	0,70	60767,6	0,071
Корпус №2	0,96	49262	16	0,20	472915,2	0,550
Корпус №4	0,96	27444	16	0,23	302981,8	0,352
Бытовые помещения корпуса №4	0,96	15047	16	0,28	202231,7	0,235
Столовая	0,96	4924	18	0,30	73741,8	0,086
Гараж	0,96	5530	10	0,45	105114,2	0,122
Бытовые помещения гаража	0,96	1903	16	0,40	36537,6	0,042
ОГМетр и ЦИС	0,96	2614	16	0,30	37641,6	0,044
Котельная	0,96	19552	12	0,09	77707,5	0,090
Насосная обратного водоснабжения	0,96	9821	12	0,30	130108,6	0,151

Суммарная часовая потребность тепла на отопление составляет 4072864 ккал/ч=4,737 МВт.

б) Расчет часовых расходов тепла на вентиляцию

Часовая потребность в тепле на вентиляцию определяется по формуле (5.1.2):

$$Q_v = a \cdot \chi_v \cdot V \cdot (t_{cp} - t_{н.в.}), \quad (5.1.2)$$

где Q_v – расход тепла на вентиляцию, ккал/ч;

χ_v – удельная вентиляционная характеристика здания, ккал/($\text{м}^3 \cdot \text{ }^\circ\text{C}$);

Рассмотрим расчет часовых расходов тепла на вентиляцию для корпуса №1.

Характеристики здания:

удельная вентиляционная характеристика здания: $\chi_v = 0,135$, ккал/($\text{м}^3 \cdot \text{ }^\circ\text{C}$);

объем отапливаемой части здания по внешнему обмеру: $V = 125300 \text{ м}^3$;

средняя температура: $t_{cp} = 16^\circ\text{C}$.

Для корпуса №1 часовая потребность в тепле на вентиляцию:

$$Q_v = 0,96 \cdot 0,135 \cdot 125300 \cdot (16 - (-34)) = 809888 \text{ ккал}/\text{ч}.$$

Корпус №2 имеет следующие характеристики:

удельная вентиляционная характеристика здания: $\chi_v = 0,144$, ккал/($\text{м}^3 \cdot \text{ }^\circ\text{C}$);

объем отапливаемой части здания по внешнему обмеру: $V=49262 \text{ м}^3$;
 средняя температура: $t_{cp}=16^\circ\text{C}$.

Часовая потребность в тепле на вентиляцию будет составлять:

$$Q_6 = 0,96 \cdot 0,144 \cdot 49262 \cdot (16 - (-34)) = 340272 \text{ ккал/ч.}$$

Корпус №4 имеет следующие характеристики:

удельная вентиляционная характеристика здания: $\chi_6=0,077$, ккал/($\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C}$);

объем отапливаемой части здания по внешнему обмеру: $V=27444 \text{ м}^3$;

средняя температура: $t_{cp}=16^\circ\text{C}$

Часовая потребность в тепле на вентиляцию будет составлять:

$$Q_6 = 0,96 \cdot 0,077 \cdot 27444 \cdot (16 - (-34)) = 101678 \text{ ккал/ч.}$$

В остальных зданиях применяется только вытяжная вентиляция, на которую расход тепла не требуются. Результаты расчетов сведены в таблицу 5.5.

Таблица 5.5 – Часовые расходы тепла на вентиляцию

Потребители тепла	a	$V, \text{ м}^3$	$t_{cp}, ^\circ\text{C}$	$\chi_{в}, \text{ ккал}/(\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C})$	$Q_{в}, \text{ ккал/ч}$	$Q_{в}, \text{ МВт}$
Корпус №1	0,96	125300	16	0,135	809888,0	0,942
Бытовые помещения корпуса №1	-	-	-	-	-	-
Проходная	-	-	-	-	-	-
Корпус №2	0,96	49262	16	0,144	340272,0	0,395
Корпус №4	0,96	27444	16	0,077	101678,0	0,118
Бытовые помещения корпуса №4	-	15047	16	-	-	-
Столовая	-	4924	18	-	-	-
Гараж	-	5530	10	-	-	-
Бытовые помещения гаража	-	1903	16	-	-	-
ОГМетр и ЦИС	-	2614	16	-	-	-
Котельная	-	19552	12	-	-	-
Насосная об-го водоснабжения	-	9821	12	-	-	-

Суммарная часовая потребность тепла на вентиляцию составляет $1251838 \text{ ккал/ч}=1,455 \text{ МВт}$.

в) Расчет часовых расходов тепла на горячее водоснабжение

Часовой расход тепла на ГВС определяется по формуле (5.1.3):

$$Q_{гвс} = G \cdot (t_{гор} - t_{хол}) \cdot c, \quad (5.1.3)$$

где G – часовой расход воды на ГВС, л/ч;

$t_{гор}$ – температура горячей воды, °С;

$t_{хол}$ – температура холодной воды, °С;

c – теплоемкость воды, ккал/(кг·°С).

Теплоемкость воды принимаем равной: $c=1,0$ ккал/(кг·°С).

Задаемся температурами: $t_{гор} = 55$ °С и $t_{хол} = 5$ °С.

Рассмотрим расчет часовых расходов тепла на ГВС для бытовых помещений корпуса №1.

Часовой расход воды на ГВС бытовых помещений корпуса №1 составляет:

$$G=1144, \text{ л/ч.}$$

Тогда часовая потребность в тепле на ГВС будет составлять:

$$Q_0 = 1144 \cdot (55 - 5) \cdot 1 = 57200 \text{ ккал/ч.}$$

Для корпуса №2 часовой расход воды на ГВС составляет:

$$G=4940, \text{ л/ч.}$$

Часовая потребность в тепле на ГВС будет составлять:

$$Q_0 = 4940 \cdot (55 - 5) \cdot 1 = 32000 \text{ ккал/ч.}$$

Аналогично проведем расчет часовых расходов тепла на ГВС для остальных зданий, и результаты сведем в таблицу 5.6.

Таблица 5.6 – Часовые расходы тепла на ГВС

Потребители тепла	G , л/ч	$Q_{ГВС}$, ккал/ч	$Q_{ГВС}$, МВт
Корпус №1	-	-	-
Бытовые помещения корпуса №1	3724	57200	0,066
Проходная	-	-	-
Корпус №2	4940	32000	0,037
Корпус №4	1592	36600	0,042
Бытовые помещения корпуса №4	1490	53000	0,045
Столовая	3630	160000	0,186
Гараж	200	10000	0,448
Бытовые помещения гаража	400	20000	0,023
ОГМетр и ЦИС	600	30000	0,035
Котельная	-	-	-
Насосная обратного водоснабжения	-	-	-

Суммарная часовая потребность тепла на ГВС составляет 828800 ккал/ч=0,964 МВт.

г) Часовые расходы тепла по видам потребления

Для наглядности полученные результаты расчетов часовых расходов тепла сведем в таблицу 5.7.

Таблица 5.7 – Сводная таблица часовых расходов тепла по видам теплопотребления

Потребители тепла	Расход тепла, Гкал/ч			
	отопление	вентиляция	ГВС	общий
Корпус №1	2105040,0	809888,0	-	2914928,0
Бытовые помещения корпуса №1	468076,8	-	57200,0	525276,8
Проходная	60767,6	-	-	60767,6
Корпус №2	472915,2	340272,0	32000,0	845187,2
Корпус №4	302981,8	101678,0	36600,0	441259,8
Бытовые помещения корпуса №4	202231,7	-	53000,0	255231,7
Столовая	73741,8	-	160000,0	233741,8
Гараж	105114,2	-	10000,0	115114,2
Бытовые помещения гаража	36537,6	-	20000,0	56537,6
ОГМетр и ЦИС	37641,6	-	30000,0	67641,6
Котельная	77707,5	-	-	77707,5
Насосная об-го водоснабжения	130108,6	-	-	130108,6

Суммарный часовой расход тепла составляет 5723502 ккал/ч \approx 6,66 МВт.

5.1.2 Расчет годовых расходов тепла

а) Расчет годовых расходов тепла на отопление

Годовая потребность в тепле на отопление, определяется по формуле (5.1.4):

$$Q_{год} = 24 \cdot Q_0 \cdot (t_{вн} - t_{ср.о.}) / (t_{вн} - t_{н.в.}) \cdot n_0 \cdot 10^{-6}, \text{ Гкал/год}, \quad (5.1.4)$$

где Q_0 – максимальный часовой расход тепла, ккал/ч, (таблица 5.4);

$t_{вн}$ – температура внутреннего воздуха помещения, °С, (таблица 5.4);

$t_{ср.о.}$ – средняя температура воздуха за отопительный период, °С;

$t_{н.в.}$ – температура наружного воздуха, °С;

n_0 – продолжительность отопительного периода, суток.

Рассмотрим расчет годовых расходов тепла на отопление для корпуса №1:

$Q_0 = 105040$ ккал/ч;

$t_{вн} = 16$ °С;

$t_{ср.о.} = -6,5$ °С;

$$t_{н.в.} = -34^{\circ}\text{C};$$

$$n_0 = 216 \frac{\text{сут}}{\text{год}}.$$

Для корпуса №1 годовая потребность в тепле на отопление:

$$Q_0 = 24 \cdot 105040 \cdot (16 - (-6,5)) / (16 - (-34)) \cdot 216 \cdot 10^{-6} = 5033,6 \text{ Гкал/год.}$$

Аналогично проведем расчет часовых расходов тепла на отопление для остальных зданий, и результаты сведем в таблицу 5.8.

Таблица 5.8 – Годовые расходы тепла на отопление

Потребители тепла	Q ₀ , ккал/ч	t _{вн.} , °C	Q _{0.год} , Гкал/год	Q _{0.год} , МВт
Корпус №1	2157750,0	16	5033,6	5,80
Бытовые помещения корпуса №1	487580,0	16	1137,4	1,30
Проходная	63299,6	18	154,6	0,12
Корпус №2	492620,0	16	1149,2	1,34
Корпус №4	304106,0	16	709,4	0,82
Бытовые помещения корпуса №4	210658,0	16	491,4	0,57
Столовая	76814,4	18	187,6	0,22
Гараж	109494,0	10	212,8	0,25
Бытовые помещения гаража	30060,0	16	70,1	0,08
ОГМетр и ЦИС	39210,0	16	91,5	0,11
Котельная	80945,2	12	168,8	0,19
Насосная обратного водоснабжения	135529,8	12	282,6	0,33

Суммарный годовой расход тепла на отопление составляет 9689 Гкал/год=11,268 МВт.

б) Расчет годовых расходов тепла на вентиляцию

Годовая потребность в тепле на вентиляцию, определяется по формуле (5.1.5):

$$Q_{год} = z \cdot Q_в \cdot (t_{вн} - t_{ср.о.}) / (t_{вн} - t_{н.в.}) \cdot n_0 \cdot 10^{-6}, \text{ Гкал/год,} \quad (5.1.5)$$

где Q_в – максимальный часовой расход тепла, ккал/ч, (таблица 5.5);

z – число часов работы системы вентиляции в сутки.

Рассмотрим расчет годовых расходов тепла на вентиляцию для корпуса №1:

$$Q_в = 809888 \text{ ккал/ч;}$$

$$z = 24 \text{ ч.}$$

Для корпуса №1 годовая потребность в тепле на вентиляцию:

$$Q_v = 24 \cdot 809888 \cdot (16 - (-6,5)) / (16 - (-34)) \cdot 216 \cdot 10^{-6} = 1899,3 \text{ Гкал/год.}$$

Аналогично проведем расчет годовых расходов тепла на вентиляцию для остальных зданий, и результаты сведем в таблицу 5.9.

Таблица 5.9 – Годовые расходы тепла на вентиляцию

Потребители тепла	Q _в , ккал/ч	t _{вн} , °С	Q _{в.год} , Гкал/год	Q _{в.год} , МВт
Корпус №1	809888	16	1899,3	2,200
Бытовые помещения корпуса №1	-	16	-	-
Проходная	-	18	-	-
Корпус №2	221679	16	517,1	0,601
Корпус №4	101678	16	237,2	0,276
Бытовые помещения корпуса №4	-	16	-	-
Столовая	-	18	-	-
Гараж	-	10	-	-
Бытовые помещения гаража	-	16	-	-
ОГМетр и ЦИС	-	16	-	-
Котельная	-	12	-	-
Насосная оборотного водоснабжения	-	12	-	-

Суммарный годовой расход тепла на вентиляцию составляет 2653,6 Гкал/год.=3,085 МВт.

в) Расчет годовых расходов тепла на горячее водоснабжение

Годовой расход тепла на ГВС определяется по формуле (5.1.6):

$$Q_{год} = \left(\frac{z \cdot Q_{звс} \cdot n_0}{2,3} + z \cdot Q_{звс} \cdot \beta \cdot \frac{(t_{гор} - t_{х.л.})}{(t_{гор} - t_{х.з.})} \cdot \frac{(350 - n_0)}{2,3} \right) \cdot 10^{-6}, \text{ Гкал/год,} \quad (5.1.6)$$

где Q_{звс} – максимальный часовой расход тепла, ккал/ч, (таблица 5.6);

z – число часов работы системы горячего водоснабжения в сутки;

β – коэффициент, учитывающий снижение потребления ГВС в теплый период;

t_{х.л.} – температура холодной воды в теплый период, °С;

t_{х.з.} – температура холодной воды в холодный период, °С.

Система горячего водоснабжения на всем предприятие работает $z=16$ ч. в сутки. Коэффициент β для предприятий принимаем равным 1.

Задаемся температурами:

$$t_{x.l.} = 15, ^\circ\text{C};$$

$$t_{x.z.} = 5 ^\circ\text{C}.$$

Рассмотрим расчет годовых расходов тепла на ГВС для бытовых помещений корпуса №1:

$$Q_{звс} = 186200 \text{ ккал/ч};$$

Для бытовых помещений корпуса №1 годовая потребность в тепле на ГВС будет составлять:

$$Q_{звс} = \left(\frac{16 \cdot 186200 \cdot 216}{2,3} + 16 \cdot 186200 \cdot 1 \cdot \frac{(55-15)}{(55-5)} \cdot \frac{(350-216)}{2,3} \right) \cdot 10^{-6} = 418,6 \text{ Гкал/год}.$$

Аналогично проведем расчет годовых расходов тепла на ГВС для остальных зданий, и результаты сведем в таблицу 5.10.

Таблица 5.10 – Годовые расходы тепла на ГВС

Потребители тепла	$Q_{гвс}$, ккал/ч	$Q_{гвс.год}$, Гкал/год
Корпус №1	0	-
Бытовые помещения корпуса №1	186200	418,6
Проходная	-	-
Корпус №2	247000	555,3
Корпус №4	79600	179,0
Бытовые помещения корпуса №4	74500	167,5
Столовая	181500	408,1
Гараж	10000	22,5
Бытовые помещения гаража	20000	45,0
ОГМетр и ЦИС	30000	67,5
Котельная	-	-
Насосная обратного водоснабжения	-	-

Суммарный годовой расход тепла на горячее водоснабжение составляет 1863,4 Гкал/год.

г) Годовые расходы тепла по видам потребления

Для наглядности полученные результаты расчетов годовых расходов тепла сведем в таблицу 5.11 и найдем суммарные расходы тепла для каждого здания по формуле (5.1.7):

$$Q_{год} = Q_0^{год} + Q_в^{год} + Q_{ГВС}^{год}, \text{ Гкал/ч.} \quad (5.1.7)$$

Таблица 5.11 – Годовые расходы тепла по видам потребления

Потребители тепла	Расход тепла, Гкал/ч			
	отопление	вентиляция	ГВС	общий
Корпус №1	5033,6	1899,3	-	6932,9
Бытовые помещения корпуса №1	1137,4	-	418,6	1556,0
Проходная	154,6	-	-	154,6
Корпус №2	1149,2	517,1	555,3	2221,6
Корпус №4	709,4	237,2	179,0	1125,6
Бытовые помещения корпуса №4	491,4	-	167,5	658,9
Столовая	187,6	-	408,1	595,7
Гараж	212,8	-	22,5	235,3
Бытовые помещения гаража	70,1	-	45,0	115,1
ОГМетр и ЦИС	91,5	-	67,5	159,0
Котельная	168,8	-	-	168,8
Насосная об-го водоснабжения	282,6	-	-	282,6

Суммарный годовой расход тепла всего предприятия составляет 14206,1 Гкал/ч.=16521,7 МВт.

5.1.3 Тепловые нагрузки при различных температурах наружного воздуха

Тепловые нагрузки отопления и вентиляции при различных режимах определяются по формулам (5.1.8) и (5.1.9):

$$Q_o = Q'_o \cdot \frac{t_g - t_n}{t_g - t_{но}}; \quad (5.1.8)$$

$$Q_g = Q'_g \cdot \frac{t_g - t_n}{t_g - t_{но}}, \quad (5.1.9)$$

где Q'_o, Q'_g – расчетные расходы теплоты на отопление и вентиляцию, МВт;

t_g – усредненная температура внутреннего воздуха в отапливаемых помещениях, °С;

t_n – температура наружного воздуха, °С;

$t_{но}$ – средняя температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С.

Нагрузка на отопление при $t_n = 8, °С$:

$$Q_0^{+8} = 4,74 \cdot \frac{16 - 8}{16 - (-34)} = 0,7584 \text{ МВт.}$$

Нагрузка на вентиляцию при $t_n = 8, °С$:

$$Q_B^{+8} = 1,455 \cdot \frac{16 - 8}{16 - (-34)} = 0,2328 \text{ МВт.}$$

Нагрузка на ГВС остается постоянной.
Суммарная нагрузка теплоты, (5.1.10):

$$Q_{\Sigma} = Q_0 + Q_B + Q_{\text{ГВС}}^{\text{max}}, \text{ МВт.} \quad (5.1.10)$$

Суммарная нагрузка при $t_n = 8, \text{ }^\circ\text{C}$:

$$Q_{\Sigma} = 0,7584 + 0,2328 + 0,964 = 1,955 \text{ , МВт.}$$

Аналогично рассчитываются нагрузки при остальных температурах наружного воздуха и результат сводится в таблицу 5.12.

Таблица 5.12 – Тепловые нагрузки при различных температурах наружного воздуха

$t_n, \text{ }^\circ\text{C}$	$t_в, \text{ }^\circ\text{C}$	$Q_0, \text{ МВт}$	$Q_в, \text{ МВт}$	$Q_{\text{гвс}}, \text{ МВт}$	$Q_{\text{сумм}}, \text{ МВт}$
8	16	0,7584	0,2328	0,964	1,9552
0		1,5168	0,4656	0,964	2,3269
-5		1,9908	0,6111	0,964	2,9464
-10		2,4648	0,7566	0,964	3,5659
-15		2,9388	0,9021	0,964	4,0342
-20		3,4128	1,0476	0,964	4,1854
-25		3,8868	1,1931	0,964	4,8049
-30		4,3608	1,3386	0,964	5,4244
-34		4,7400	1,4550	0,964	6,0439

Полученные данные представим в виде рисунка 5.1:

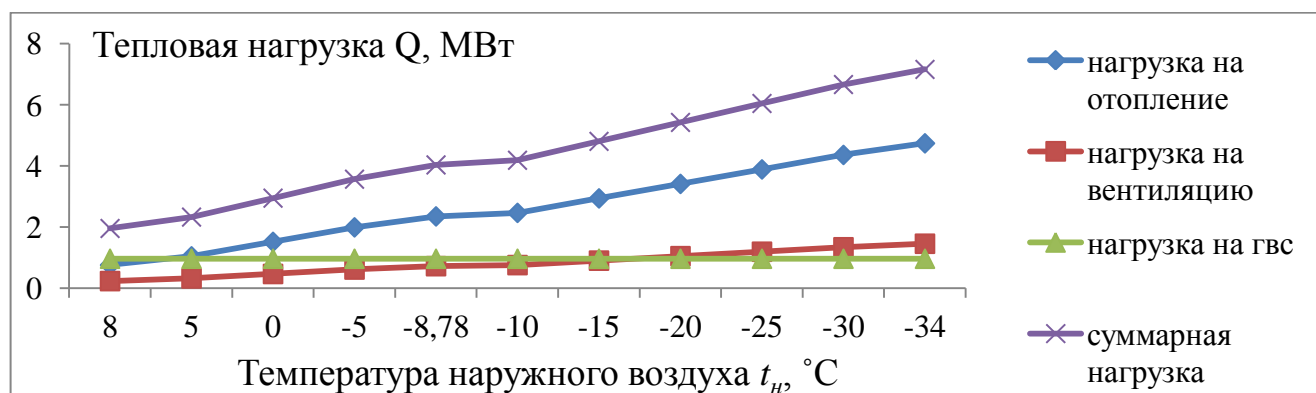


Рисунок 5.1 – График тепловых нагрузок в зависимости от температуры наружного воздуха

Зависимость тепловых нагрузок и количества часов в отопительном периоде представлена на рисунке 5.2.

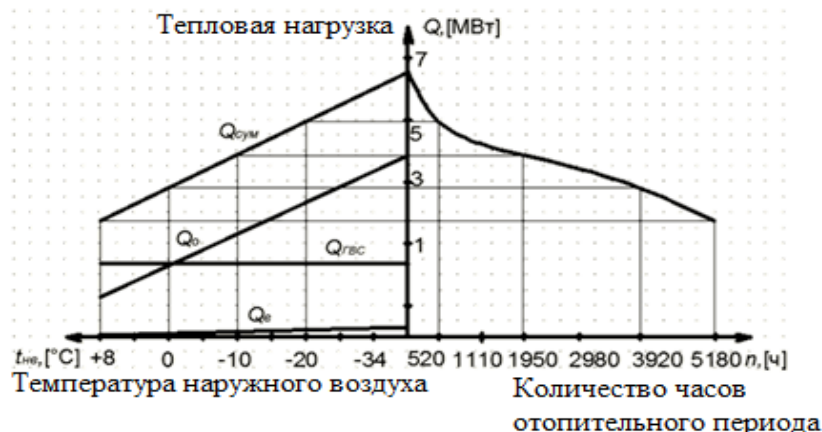


Рисунок 5.2 – График тепловых нагрузок в зависимости от температуры наружного воздуха и часов отопительного периода

5.1.4 Регулирование тепловой нагрузки

На предприятие используется качественное регулирование по отопительной нагрузке в закрытой системе теплоснабжения [4].

Качественное регулирование по отопительной нагрузке предполагает, что $G'_o = const$ [10].

При температуре $t_{н.о} = -34$ °C задаемся температурами теплоносителя:

$\tau'_{o1} = 105$, °C – температура теплоносителя в подающей линии;

$\tau'_{o2} = 70$, °C – температура теплоносителя в обратной линии;

$\tau'_{o3} = 95$, °C – температура воды, поступающей к потребителю.

Перепад температур в тепловой сети, (5.1.12):

$$\delta\tau'_o = \tau'_{o1} - \tau'_{o2}, \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (5.1.12)$$

$$\delta\tau'_o = 105 - 70 = 35 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Разность температур в системе отопления у потребителя, (5.1.13):

$$\theta'_o = \tau'_{o3} - \tau'_{o2}, \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (5.1.13)$$

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

Температурный напор нагревательного прибора, (5.1.14):

$$\Delta t'_o = \frac{\tau'_{o3} + \tau'_{o2}}{2} - t_g, \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (5.1.14)$$

$$\Delta t'_o = \frac{95 + 70}{2} - 16 = 66,5^\circ\text{C}.$$

Относительная величина тепловой нагрузки, (5.1.15):

$$\overline{Q}_o = \frac{Q_o}{Q'_o}, \quad (5.1.15)$$

Температура воды в подающей линии, (5.1.16):

$$\tau_{o1} = t_e + \Delta t'_o \cdot \overline{Q}_o^{0,8} + \overline{Q}_o (\delta \tau'_o - 0,5 \cdot \theta'_o), \quad (5.1.16)$$

Температура воды в обратной линии, (5.1.17):

$$\tau_{o2} = t_e + \Delta t'_o \cdot \overline{Q}_o^{-0,8} - 0,5 \cdot \overline{Q}_o \cdot \theta'_o, \quad (5.1.17)$$

Полученные данные сведем в таблицу 5.13.

Таблица 5.13 – Качественное регулирование по отопительной нагрузке в закрытых системах теплоснабжения

$t_H, ^\circ\text{C}$	-34	-30	-25	-20	-15	-10	-8,78	-5	0	5	8
$Q_o, \text{МВт}$	4,74	4,36	3,89	3,41	2,94	2,46	2,35	1,99	1,52	1,04	0,76
\overline{Q}_o	1,00	0,92	0,82	0,72	0,62	0,52	0,50	0,42	0,32	0,22	0,16
$\tau_{o1}, ^\circ\text{C}$	105,0	98,9	91,2	83,3	75,3	67,1	65,1	65	65	65	65
$\tau_{o2}, ^\circ\text{C}$	70	66,7	62,5	58,1	53,6	48,9	47,7	47,7	47,7	47,7	47,7

По данным таблицы 5.13 строится температурный график, который изображен на рисунке 5.3.

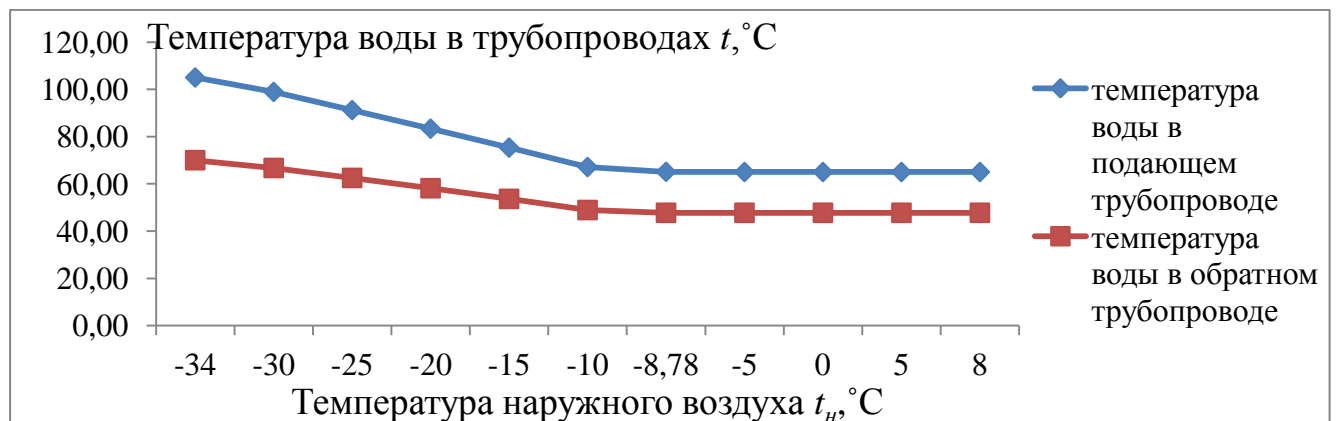


Рисунок 5. 3 – Температурный график

Подрезка графика дается при температуре 65°C, так как температура ГВС не может быть ниже данной температуры в системах теплоснабжения [10]. В таком случае определим температуры по графику:

$$t_{ни} = -8,78 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$t_{но} = -23 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\tau''_{о1} = 65 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\tau''_{о2} = 47,7 \text{ } ^\circ\text{C}$$

При $t_H > t_{ни}$ происходит смена регулирования с качественного на количественное, либо регулирование пропусками [10].

5.1.5 Расчет расходов теплоносителя у потребителей

Расход воды на отопление G'_o будет неизменным при любой температуре в интервале температур от $t_{ни}$ до $t_{но}$, его можно определить, используя формулу (5.1.18):

$$G'_o = \frac{Q'_o}{C_p \cdot \delta\tau'_o}, \quad (5.1.18)$$

$$G'_o = \frac{4,74 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 35} = 32,32 \text{ кг/с.}$$

При температуре больше чем $t_{ни}$ расход сетевой воды на отопление рассчитывается с учетом подрезки температурного графика, (5.1.19):

$$G_o = \frac{Q_o}{C_p \cdot (\tau''_{о1} - \tau''_{о2})}, \quad (5.1.19)$$

$$G_o^{+8} = \frac{0,7584 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (65 - 47,7)} = 10,46 \text{ кг/с.}$$

Аналогично для расхода воды на вентиляцию, при любой температуре в интервале температур от $t_{ни}$ до $t_{но}$, (5.1.20):

$$G'_в = \frac{Q'_в}{C_p \cdot \delta\tau'_о}, \quad (5.1.20)$$

$$G'_в = \frac{1,455 \cdot 10^3}{4,19 \cdot 35} = 9,92 \text{ кг/с.}$$

При температуре больше чем $t_{ни}$ расход сетевой воды на вентиляцию рассчитывается с учетом подрезки температурного графика, (5.1.21):

$$G_{\epsilon} = \frac{Q_{\epsilon}}{C_p \cdot (\tau_{o1}'' - \tau_{o2}'')}, \quad (5.1.21)$$

$$G_{\epsilon}^{+8} = \frac{0,2328 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (65 - 47,7)} = 3,21 \text{ кг/с.}$$

Расход сетевой воды на ГВС, (5.1.22):

$$G_{ГВС} = \frac{Q_{ГВС}^{max}}{C_p \cdot (\tau_{o1} - \tau_{o2})}, \quad (5.1.22)$$

При температуре -34°C :

$$G_{ГВС} = \frac{0,964 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (105 - 70)} = 6,57 \text{ кг/с.}$$

При температуре $+8^{\circ}\text{C}$:

$$G_{ГВС} = \frac{0,964 \cdot 10^3}{4,19 \cdot (65 - 47,7)} = 13,3 \text{ кг/с.}$$

Проанализировав формулу (5.1.22) можно сделать вывод, что расход на ГВС будет существенно изменяться с изменением температуры наружного воздуха в интервале температур от $t_{ни}$ до $t_{но}$ и будет оставаться неизменным при интервале от $t_{ни}$ до $+8^{\circ}\text{C}$ [10]. Сведем полученные данные в таблицу 5.14.

Таблица 5.14 – Расходы теплоносителя при качественном регулировании по отопительной нагрузке в закрытых системах теплоснабжения

$t_H, ^{\circ}\text{C}$	-34	-30	-25	-20	-15	-10	-8,78	-5	0	5	8
$G'_o, \text{кг/с}$	32,32	32,32	32,32	32,32	32,32	32,32	32,30	27,46	20,93	14,39	10,46
$G'_{\epsilon}, \text{кг/с}$	9,92	9,92	9,92	9,92	9,92	9,92	9,90	8,43	6,42	4,42	3,21
$G_{ГВС}, \text{кг/с}$	6,57	7,15	8,02	9,13	10,60	12,64	13,30	13,30	13,30	13,30	13,30
$G_{\Sigma}, \text{кг/с}$	48,80	49,40	50,30	51,40	52,80	54,90	55,50	49,20	40,60	32,10	27,00

По данным таблицы 5.14 строится график расходов, который изображен на рисунке 5.3.

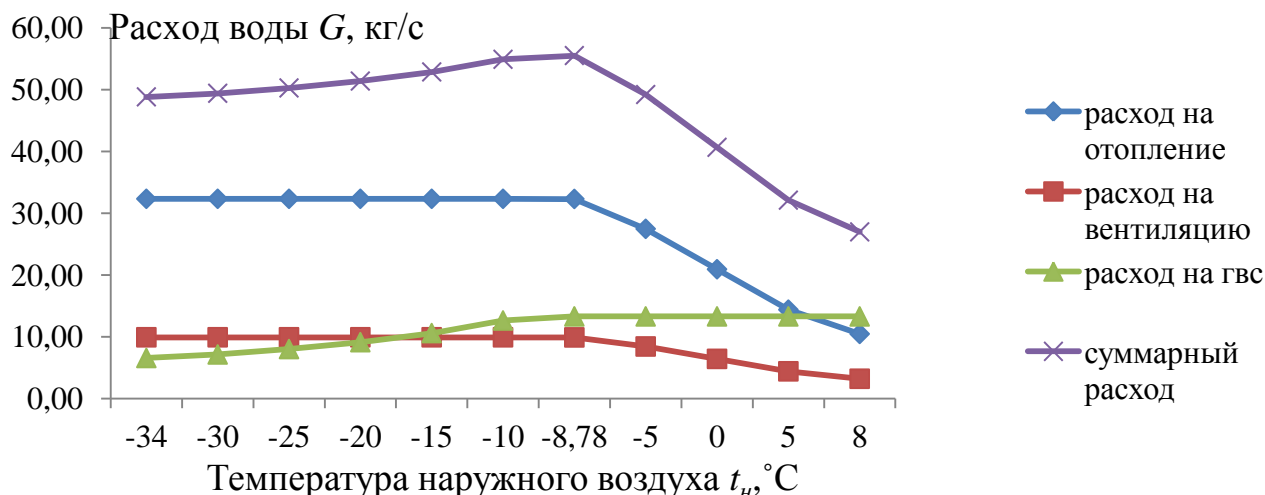


Рисунок 5.4 – Расходы теплоносителя при качественном регулировании по отопительной нагрузке в закрытых системах теплоснабжения

5.2 Расчет тепловой схемы котельной

Произведем расчет принципиальной тепловой схемы отопительной котельной для закрытой системы теплоснабжения с независимой схемой подключения к тепловым сетям потребителей горячего водоснабжения, отопления и вентиляции.

Теплота необходимая на собственные нужды, (5.2.1):

$$Q_{сн} = 0,02 \cdot \sum Q, \quad (5.2.1)$$

где $\sum Q$ – суммарные нагрузки, МВт.

$$Q_{сн} = 0,02 \cdot 7,159 \cdot 10^6 = 0,143 \text{ МВт.}$$

Полная тепловая мощность, (5.2.2):

$$Q_k = Q_o + Q_v + Q_{гвс} + Q_{сн}, \quad (5.2.2)$$

$$Q_k = 4,74 + 1,455 + 0,964 + 0,143 = 7,30 \text{ МВт.}$$

Расход воды через котельный агрегат, (5.2.3):

$$G_k = \frac{Q_k}{c_g \cdot (\tau_{01} - \tau_{02})}, \quad (5.2.3)$$

где Q_k - полная тепловая мощность, МВт.

$$G_k = \frac{7,3 \cdot 10^6}{4,19 \cdot 10^3 \cdot (105 - 70)} = 49,83 \text{ кг/с.}$$

Проверка температуры воды на выходе из котельного агрегата, (5.2.4):

$$\tau_{01} = \tau_{02} + \frac{Q_k}{c_b \cdot G_k}, \quad (5.2.4)$$

$$\tau_{01} = 70 + \frac{7,3 \cdot 10^6}{4,19 \cdot 10^3 \cdot 49,83} = 105 \text{ }^\circ\text{C.}$$

Расход воды на собственные нужды находим по формуле (5.2.5):

$$G_{\text{сн}} = \frac{Q_{\text{сн}}}{c_b \cdot (t_k'' - t_k')}, \quad (5.2.5)$$

$$G_{\text{сн}} = \frac{0,143 \cdot 10^6}{4,19 \cdot 10^3 \cdot (105 - 70)} = 0,975 \text{ кг/с.}$$

Расход воды на линии рециркуляции, (5.2.6):

$$G_{\text{рец}} = \frac{G_k \cdot (t_k' - \tau_{02}')}{c_b \cdot (t_k'' - \tau_{02}')}. \quad (5.2.6)$$

Так как $t_k' = \tau_{02}' = 70^\circ\text{C}$, то $G_{\text{рец}} = 0$.

Расход воды по перемышке, (5.2.7):

$$G_{\text{нм}} = \frac{G_c \cdot (t_k'' - \tau_{01}')}{c_b \cdot (t_k' - \tau_{02}')}, \quad (5.2.7)$$

Так как $t_k'' = \tau_{01}' = 105$, то $G_{\text{нм}} = 0$.

Расход сетевой воды, (5.2.8):

$$G_c = \frac{Q_o + Q_b + Q_{\text{звс}}}{(\tau_{01}' - \tau_{02}') \cdot c_b}, \quad (5.2.8)$$

					<i>13.03.01.2018.054.05 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

$$G_c = \frac{7,159 \cdot 10^6}{(105 - 70) \cdot 4,19 \cdot 10^3} = 48,82 \text{ кг/с.}$$

Расход подпиточной воды, (5.2.9):

$$G_{подп} = 0,03 \cdot G_c, \quad (5.2.9)$$

$$G_{подп} = 0,03 \cdot 48,82 = 1,47 \text{ кг/с.}$$

Расход исходной воды, (5.2.10):

$$G_{исх} = 1,15 \cdot G_{хво}, \quad (5.2.10)$$

где $G_{хво} = G_{подп}$.

$$G_{исх} = 1,15 \cdot 1,47 = 1,685 \text{ кг/с.}$$

Расход греющей воды на теплообменник, (5.2.11):

$$G_2 = \frac{G_{хво} \cdot (t_{22} - t_{21})}{(\tau_{01}' - \tau_{02}')}, \quad (5.2.11)$$

$$G_2 = \frac{1,47 \cdot (65 - 25)}{105 - 70} = 1,68 \text{ кг/с.}$$

Расчетный расход воды на собственные нужды, (5.2.12):

$$G_{сн}^p = G_2, \quad (5.2.12)$$

$$G_{сн}^p = 1,68 \text{ кг/с.}$$

Расход воды через котельный агрегат, (5.2.13):

$$G_k^p = \frac{Q_o + Q_b + Q_{звс}}{(\tau_k'' - \tau_k') \cdot c_b} + G_{сн}^p, \quad (5.2.13)$$

$$G_k^p = \frac{7,156}{(105 - 70) \cdot 4,19 \cdot 10^3} + 1,68 = 50,47 \text{ кг/с.}$$

					13.03.01.2018.054.05 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

Расчет погрешности, (5.2.14):

$$\Delta = \frac{G_{\kappa}^p - G_{\kappa}}{G_{\kappa}^p} \cdot 100\%, \quad (5.2.14)$$

$$\Delta = \frac{50,47 - 49,83}{50,47} \cdot 100\% = 1,2\%$$

Расчет можно считать окончанным, так как погрешность составляет менее 2%.

5.3 Тепловой расчет котла

5.3.1 Расчет объемов продуктов сгорания топлива

При сжигании топлива в топках водогрейных котлоагрегатов в качестве окислителя используется воздух. Зная количество воздуха, необходимое для горения 1 м³ каждого горючего газа, входящего в газообразное топливо, можно определить теоретическое общее количество воздуха, необходимое для горения всех горючих элементов.

При полном сжигании топлива в теоретических условиях образуются продукты сгорания, представляющие собой газовую смесь, состоящую из CO₂, SO₂, N₂, H₂O. Наличие водяных паров в продуктах сгорания обусловлено горением водорода и испарением влаги, содержащейся в топливе, а также влаги, поступающей вместе с воздухом [12].

В таблице 5.16 приведены значения теоретических объемов продуктов сгорания и воздуха, необходимого для горения.

Таблица 5.16 – Теоретические объемы продуктов сгорания топлива

Наименование величин	Расчетная формула	Значение	Размерность
теоретическое количество воздуха	$V^0 = 0,0476 \cdot \left[0,5CO + 0,5H_2 + 1,5H_2S + \sum \left(m + \frac{n}{4} \right) C_m H_n - O_2 \right]$	9,4910	м ³ /м ³
теоретический объем водяных паров	$V_{H_2O}^0 = 0,01 \cdot [H_2S + H_2 + \sum \left(\frac{n}{2} \right) C_m H_n + 0,124 \cdot d_2] + 0,0161 \cdot W_g^0$	2,1540	м ³ /м ³
теоретический объем азота	$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot V_g^0 + \frac{N_2}{100}$	7,5080	м ³ /м ³
объем трехатомных газов	$V_{RO_2}^0 = 0,01 \cdot (CO_2 + CO + H_2S + \sum m C_m H_n)$	1,0012	м ³ /м ³

В реальных условиях для экономичного сжигания топлива приходится подавать воздуха больше, чем это теоретически необходимо. Отношение действительного количества воздуха, поданного для горения, к теоретически необходимому количеству воздуха называется коэффициентом избытка воздуха [12].

Увеличение количества воздуха, подаваемого в топку, по сравнению с теоретически необходимым, приводит к возрастанию объема продуктов сгорания относительно теоретического (минимального), рассчитанного на основании элементарных химических реакций.

Значения действительных объемов продуктов сгорания представлены в таблице 5.17.

Таблица 5.17 – Действительные объемы продуктов сгорания топлива

Наименование величин	Расчетная формула	Значение	Размерность
коэффициент расхода воздуха	$\alpha=1,05-1,15$	1,100	-
действительный объем водяных паров	$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,0161 \cdot (\alpha - 1) \cdot V^0$	2,169	м ³ /м ³
действительный объем продуктов сгорания	$V_z = V_{H_2O} + V_{N_2}^0 + V_{RO_2}^0 + (\alpha - 1) \cdot V^0$	11,627	м ³ /м ³
объемная доля водяных паров в продуктах сгорания	$r_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{V_z}$	0,187	-
объемная доля трехатомных газов в продуктах сгорания	$r_{RO_2} = \frac{V_{RO_2}}{V_z}$	0,086	-
суммарная доля водяных паров и трехатомных газов	$r_n = r_{H_2O} + r_{RO_2}$	0,273	-

5.3.2 Расчет энтальпий продуктов сгорания газа и воздуха

Количество теплоты (кДж), содержащееся в воздухе или продуктах сгорания, называют теплосодержанием (энтальпией) воздуха и продуктов сгорания. При выполнении расчетов принято энтальпию воздуха и продуктов сгорания относить к 1 м³ (при нормальных условиях) газообразного топлива [13].

В общем случае энтальпия определяется по формулам (5.3.1) и (5.3.2):

$$I_z = I_z^0 + I_g^0 \cdot (\alpha - 1), \quad (5.3.1)$$

$$I_z^0 = \sum_{i=1}^1 V_i^0 (c \cdot \mathcal{G})_i = (V_{RO_2}^0 \cdot c_{RO_2} + V_{H_2O}^0 \cdot c_{H_2O} + V_{N_2}^0 \cdot c_{N_2}) \cdot \mathcal{G}, \quad (5.3.2)$$

где I_z^0 – теоретическое теплосодержание газов, кДж/м³;

I_g^0 – теоретическое теплосодержание воздуха, кДж/м³;

q_5 – потери тепла в окружающую среду (через изоляцию), %.

Для газа Q_p^r , кДж/м³, (5.3.5):

$$Q_p^r = Q_i^d, \quad (5.3.5)$$

где Q_i^d – низшая теплота сгорания газообразного топлива, кДж/м³.

По нормативным документам допустимое содержание оксида углерода (СО) при сжигании природного газа – не более 130 мг/м³. При таком содержании СО потери тепла от химического недожога составят $q_3 = 0,000333$ %. Можно пренебречь данным значением и принять $q_3 = 0$.

Потери тепла от механического недожога для газообразного топлива принимаем $q_4 = 0$.

Потери тепла с уходящими газами q_2 зависят от температуры газов, покидающих котел, (5.3.5):

$$q_2 = \frac{(I_{yx} - \alpha \cdot I_{xв}) \cdot 100}{Q_p^r}, \quad (5.3.6)$$

где I_{yx} – энтальпия уходящих газов, кДж/м³;

$I_{xв}$ – энтальпия холодного воздуха, кДж/м³;

α – коэффициент расхода воздуха (постоянный по длине котла).

Потери тепла в окружающую среду принимаем $q_5 = 0,5\%$, [19].

Расход топлива на водогрейный котел, м³/с, (5.3.6):

$$B = \frac{G_c \cdot C \cdot (t_1 - t_2)}{Q_p^r \cdot \eta}, \quad (5.3.7)$$

где G_c – расход сетевой воды через котел, кг/с;

C – теплоемкость воды, кДж/кг;

t_1 и t_2 – температуры прямой и обратной воды, °С.

Результаты расчетов теплового баланса представлены в таблице 5.19.

Таблица 5.19 – Тепловой баланс котла «SuperRAC 2910»

Наименование	Обозначение	Расчетная формула или способ определения	Значение	Единица
1	2	3	4	5
Располагаемая теплота сгорания топлива	Q_p^r	$Q_p^r = Q_n^c$	35722,16	кДж/м ³

Продолжение таблицы 5.19

1	2	3	4	5
Потеря теплоты от химической неполноты сгорания топлива	q_3	При сжигании природного газа принимается	0	%
Потеря теплоты от механической неполноты сгорания топлива	q_4	Принимается для газообразного топлива	0	%
Температура уходящих газов	t_{yx}	По паспорту котла	152	°С
Энтальпия уходящих газов	I_{yx}	Из таблицы 5.18	2446,30	кДж/м ³
Температура воздуха в котельной	$t_{x.в.}$	Принимается	12	°С
Теоретическая энтальпия воздуха в котельной	$I_{x.в.}^0$	Из таблицы 5.18	137,77	кДж/м ³
Потеря теплоты с уходящими газами	q_2	$q_2 = \frac{(I_{yx} - \alpha \cdot I_{xв.}^0) \cdot 100}{Q_P^r}$	6,84	%
Потеря теплоты от наружного охлаждения	q_5	По паспорту котла	0,50	%
КПД котла	$\eta_{ка}$	$\eta = 100 - (q_2 + q_3 + q_5)$	92,66	%
Полный расход топлива	B	$B = \frac{G_C \cdot C \cdot (t_1 - t_2)}{Q_P^r \cdot \eta}$	0,088	м ³ /с

5.3.4 Расчет топочной камеры котла «SuperRAC 2910»

Расчет топочной камеры выполняется поверочным методом. При поверочном расчете известны конструктивные данные топки. Расчет сводится к определению температуры газов на выходе из топки [13].

Этапы и результаты расчета топочной камеры котла «SuperRAC 2910» представлены в таблице 5.20.

Таблица 5.20 – Расчет топочной камеры котла «SuperRAC 2910»

Наименование	Обозначение	Расчетная формула или способ определения	Значение	Размерность
1	2	3	4	5
Объем топочной камеры	V_m	$V_m = \frac{\pi \cdot D_m^2 \cdot L_m}{4}$	2,986	м ³

Продолжение таблицы 5.20

1	2	3	4	5
Площадь поверхности стен	F_{cm}	$F_{cm} = \pi D_m L_m + \frac{\pi D_m^2}{2}$	12,600	м ²
Полная лучевоспринимающая поверхность нагрева	$H_{л}$	$H_{л} = F_{cm}$	12,600	м ²
Эффективная толщина излучающего слоя	s	$s = \frac{3,6 \cdot V_T}{F_{CT}}$	0,853	м
Абсолютное давление газов в топке	p	принимается	0,100	МПа
Температура газов на выходе из топки	t_m''	Задаем предварительно	1473,000	К
Объемная доля водяных паров	r_{H_2O}	[таблица 5.17]	0,187	-
Объемная доля трехатомных газов	r_n	[таблица 5.17]	0,273	-
Коэффициент ослабления лучей газовой средой	$k_2 r_n$	$k_2 r_n = \left(\frac{7,8 + 16 r_{H_2O}}{\sqrt{10 p r_n s_T}} - 1 \right) \cdot (1 - 0,37 \cdot 10^{-3} \cdot T_T'')$	2,653	1/м · МПа
Коэффициент ослабления лучей сажистыми частицами	k_c	$k_c = \frac{1,2}{1 + \alpha^2} \left(\frac{C^p}{H^p} \right)^{0,4} \cdot (1,6 \cdot 10^{-3} T_T'' - 0,5)$	1,694	1/м · МПа
Коэффициент ослабления лучей светящейся частью факела	k_{cv}	$k_{cv} = k_2 r_n + k_c$	4,347	1/м · МПа
Степень черноты светящейся части факела	a_{cv}	$\alpha_{cv} = 1 - e^{-k_{cv} p s}$	0,310	-
Степень черноты несветящейся части факела	a_2	$\alpha_T = 1 - e^{-k p s}$	0,203	-
Коэффициент заполнения топки светящейся частью факела	m	принимаем	0,600	-
Эффективная степень черноты факела	a_ϕ	$\alpha_\phi = m \alpha_{cv} + (1 - m) \alpha_2$	0,267	-
Эффективная поглощательная способность жаровой стальной трубы	a_l	принимаем	0,880	-
Приведенная степень черноты топочной камеры	a_k	$\alpha_k = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_l} + \chi \left(\frac{1}{\alpha_\phi} - 1 \right)}$	0,258	-

5.3.5 Расчет дымогарных труб 2-го хода котла «SuperRAC 2910»

Для расчета дымогарных труб водогрейного котла необходимо знать их конструктивные параметры, а также температуру газов на выходе из топки. В результате расчета необходимо получить температуру газов на выходе из дымогарных труб 2-го хода.

Конструктивные размеры дымогарных труб, а также этапы и результаты расчета представлены в таблице 5.21.

Таблица 5.21 – Расчет дымогарных труб второго хода дымовых газов

Наименование	Обозначение	Формула или обоснование	Размерность	Расчет
1	2	3	4	5
Внутренний диаметр труб	d_B	По конструктивным размерам	м	0,0603
Длина труб	L	По конструктивным размерам	м	3,35
Количество труб	n	По конструктивным размерам	-	42
Среднее сечение для прохода газов	F	$F = \left(\frac{\pi d^2}{4} \right) \cdot n$	м ²	0,12
Поверхность нагрева пучка труб	H_{II}	$H_{II} = \pi d L n$	м ²	26,64
Температура дымовых газов на входе в дымогарные трубы 2 хода	ϑ_2'	принимаем	°С	1200
Энтальпия газов на входе во второй ход	I_2'	[таблица 5.18]	кДж/м ³	21778,11
Температура дымовых газов на выходе из дымогарных труб	ϑ_2''	Задается предварительно	°С	450
Энтальпия газов на выходе	I_2''	[таблица 5.18]	кДж/м ³	7501,9
Тепловосприятие нагреваемой среды по балансу	Q_6	$Q_6 = \phi \cdot (I_{2x}' - I_{2x}'')$	кДж/м ³	14190,5

Продолжение таблицы 5.21

1	2	3	4	5
Средняя температура газов	ϑ_{cp}	$\vartheta_{cp} = \frac{\vartheta_{дг}'' + \vartheta_{к}''}{2}$	$^{\circ}\text{C}$	600
Средняя температура воды в котле	t_B	по паспорту	$^{\circ}\text{C}$	95
Температурный напор на входе во 2-й ход	Δt_{δ}	$\Delta t_{\delta} = \vartheta' - t_1$	$^{\circ}\text{C}$	1095
Температурный напор на выходе из 2-го хода	Δt_M	$\Delta t_M = \vartheta'' - t_2$	$^{\circ}\text{C}$	380
Средний температурный напор	Δt	$\Delta t = \frac{\Delta t_{\delta} - \Delta t_M}{\ln \frac{\Delta t_{\delta}}{\Delta t_M}}$	$^{\circ}\text{C}$	675
Объемная доля водяных паров	r_{H_2O}	[таблица 5.17]	-	0,187
Суммарная объемная доля трехатомных газов и водяных паров	r_n	[таблица 5.17]	-	0,273
Скорость газов во 2 ходу	W	$\varpi = \frac{B \cdot V_{г} \cdot (\vartheta + 273)}{F \cdot 273}$	м/с	48,4
Коэффициент теплопроводности дымовых газов	λ	Принимается по методичке [13]	Вт/(м·К)	0,1253
Коэффициент кинематической вязкости дымовых газов	ν	Принимается по методичке [13]	м ² /с	0,000211
Критерий Pr	Pr	Принимается по методичке [13]	-	0,56
Коэффициент теплоотдачи конвекцией	$\alpha_{т.к}$	$\alpha_{к}^T = 0,023 \cdot \frac{\lambda}{d} \left(\frac{\varpi d}{\nu} \right)^{0,8} \cdot Pr^{0,4}$	Вт/(м ² ·К)	72,6
Коэффициент ослабления лучей трехатомными газами	$k_z r_n$	$k_r^o r_n = \left(\frac{7,8 + 16r_{H_2O}}{\sqrt{10 pr_n s_T}} - 1 \right) \cdot (1 - 0,37 \cdot 10^{-3} \cdot T_T'') \cdot r_n$	1/м·МПа	18,6
Эфф-ная толщина излучающего слоя	S	$S = 0,9 \cdot d$	м	0,054
Температура загрязнения стенки	t_3	$t_3 = t_s + \Delta t_3$	$^{\circ}\text{C}$	117,5

Окончание таблицы 5.21

1	2	3	4	5
Давление во 2 ходу	P	задаем	-	0,1
Степень черноты	a	$a = 1 - e^{-kps}$	-	0,096
Коэффициент теплоотдачи излучением	α_l	$\alpha_l = \alpha_n \cdot a \cdot C_\Gamma$	Вт/(м ² ·К)	19,98
Коэффициент тепловой эффективности поверхности нагрева	Ψ	Техническая характеристика, [13]	-	0,75
Коэффициент теплопередачи	k	$k = \psi \cdot (\alpha_k + \alpha_l)$	Вт/(м ² ·К)	69,4
Расчет уравнения теплопередачи	Q_m	$Q_T = \frac{k \cdot \Delta t \cdot H}{(B \cdot 10^3)}$	кДж/м ³	14206,6
Невязка теплового расчета 2 - го хода	ΔQ	$\Delta Q = \frac{(Q_6 - Q_T) \cdot 100}{Q_T}$	%	0,07

В результате расчета температура дымовых газов на выходе из дымогарных труб 2-го хода составила 450°С. Погрешность расчета составила 0,07%, что является допустимым значением.

5.3.6 Расчет дымогарных труб 3-го хода котла «SuperRAC 2910»

Расчет дымогарных труб 3-го хода водогрейного котла осуществляется аналогично расчету дымогарных труб 2-го хода. Этапы и результаты расчета приведены в таблице 5.22

Таблица 5.22 – Расчет дымогарных труб третьего хода дымовых газов

Наименование	Обозначение	Формула или обоснование	Размерность	Расчет
1	2	3	4	5
Внутренний диаметр труб	d_B	По конструктивным размерам	м	0,0603
Длина труб	L	По конструктивным размерам	м	3,55

Продолжение таблицы 5.22

1	2	3	4	5
Количество труб	n	По конструктивным размерам	-	40
Среднее сечение для прохода газов	F	$F = \left(\frac{\pi d^2}{4} \right) \cdot n$	m^2	0,11
Поверхность нагрева пучка труб	H_{II}	$H_{II} = \pi d L n$	m^2	26,80
Температура дымовых газов на входе в дымогарные трубы 3 хода	ϑ_3'	принимаем	$^{\circ}C$	450
Энтальпия газов на входе в 3 ход	I_3'	[таблица 5.18]	кДж/ m^3	7501,9
Температура дымовых газов на выходе из дымогарных труб 3 хода	ϑ_3''	Задается предварительно	$^{\circ}C$	152
Энтальпия газов на выходе	I_3''	[таблица 5.18]	кДж/ m^3	2446,04
Тепловосприятие нагреваемой среды по балансу	Q_6	$Q_6 = \phi \cdot (I_{2x}' - I_{2x}'')$	кДж/ m^3	4550,00
Средняя температура газов	ϑ_{cp}	$\vartheta_{cp} = \frac{\vartheta_{дг}'' + \vartheta_{к}''}{2}$	$^{\circ}C$	301,0
Средняя температура воды в котле	t_B	по паспорту	$^{\circ}C$	92,5
Температурный напор на входе во 3 –й ход	Δt_6	$\Delta t_6 = \vartheta' - t_1$	$^{\circ}C$	345,0
Температурный напор на выходе из 3 –го хода	Δt_M	$\Delta t_M = \vartheta'' - t_2$	$^{\circ}C$	82,0
Средний температурный напор	Δt	$\Delta t = \frac{\Delta t_6 - \Delta t_M}{\ln \frac{\Delta t_6}{\Delta t_M}}$	$^{\circ}C$	183,0
Объемная доля водяных паров	r_{H_2O}	[таблица 5.17]	-	0,187

Окончание таблицы 5.22

1	2	3	4	5
Суммарная объемная доля трехатомных газов и вод. паров	r_n	[таблица 5.17]	-	0,273
Скорость газов во 3 ходу	W	$\varpi = \frac{B \cdot V_{\Gamma} \cdot (g + 273)}{F \cdot 273}$	м/с	23,73
Коэффициент теплопроводности дымовых газов	λ	Принимается по методичке [13]	Вт/(м·К)	0,0568
Коэффициент кинематической вязкости дымовых газов	ν	Принимается по методичке [13]	м ² /с	0,000092
Критерий Pr	Pr	Принимается по методичке [13]	-	0,64
Коэффициент теплоотдачи конвекцией	$\alpha_{m.k}$	$\alpha_k^T = 0,023 \cdot \frac{\lambda}{d} \left(\frac{\varpi d}{\nu} \right)^{0,8} \cdot Pr^{0,4}$	Вт/(м ² ·К)	42,7
Коэффициент ослабления лучей трехатомными газами	$k_e r_n$	$k_T^o r_{\Pi} = \left(\frac{7,8 + 16r_{H_2O}}{\sqrt{10 pr_{\Pi} s_T}} - 1 \right) \cdot (1 - 0,37 \cdot 10^{-3} \cdot T_T'') \cdot r_{\Pi}$	1/м·МПа	21,1
Эффективная толщина изл.слоя	S	$S = 0,9 \cdot d$	м	0,054
Температура загрязнения стенки	t_3	$t_3 = t_s + \Delta t_3$	°С	117,5
Давление в 3 ходу	P	задаемься	-	0,1
Степень черноты	a	$a = 1 - e^{-kps}$	-	0,109
Коэффициент теплоотдачи излучением	α_l	$\alpha_l = a_n \cdot a \cdot C_{\Gamma}$	Вт/(м ² ·К)	23,98
Коэффициент тепловой эфф-ти поверхности нагрева	Ψ	Техническая характеристика, [13]	-	0,75
Коэффициент теплопередачи	k	$k = \psi \cdot (\alpha_k + \alpha_l)$	Вт/(м ² ·К)	80,5
Расчет уравнения теплопередачи	Q_m	$Q_T = \frac{k \cdot \Delta t \cdot H}{(B \cdot 10^3)}$	кДж/м ³	4503,5
Невязка теплового расчета 3 - го хода	ΔQ	$\Delta Q = \frac{(Q_6 - Q_T) \cdot 100}{Q_T}$	%	1,02

В результате расчета температура дымовых газов на выходе из дымогарных труб 3-го хода составила 152°C. Погрешность расчета составила 1,3%, что является допустимым значением.

5.3.7 Поверочный тепловой баланс

Тепловой баланс, кДж/м³, составляется по уравнению, (5.3.8):

$$\frac{Q_p^r \cdot \eta}{100} = (Q_m + Q_{2x} + Q_{3x}), \quad (5.3.8)$$

где $Q_m, Q_{п.к}, Q_{2x}, Q_{3x}$ – количество теплоты (балансовое), переданное в топке, во втором и третьем пучках дымогарных труб), кДж/м³.

$$\frac{35722,16 \cdot 92,66}{100} = (15067,04 + 14206,6 + 4503,5)$$

$$33100 = 33777$$

$$\Delta Q = 2\%$$

В результате поверочного расчета теплового баланса невязка составляет 2%. Так как погрешность является допустимой, расчет считается выполненным верно.

Основные параметры и результаты теплового расчета котла «SuperRAC 2910» представлены в сводной таблице 5.23.

Таблица 5.23 – Сводная таблица расчета котла «SuperRAC 2910»

Величины	Размерность	Топка	Дымогарные трубы	
			2 пучок	3 пучок
Температура газов на входе	°C	-	1200	450
Температура газов на выходе	°C	1200	450	152
Теплосприятие среды на входе	кДж/м ³	-	15067,04	14206,60
Теплосприятие среды на выходе	кДж/м ³	15067,04	14206,60	4503,50

6. ВЫБОР ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

6.1 Выбор теплообменного аппарата

В котельной предприятия ОАО «МиассЭлектроАппарат» установлен пластинчатый теплообменный аппарат «Alfa-Laval М6» с максимальным расходом $15 \text{ м}^3/\text{с}$ и площадью теплообмена 27 м^2 , рассчитанный на нагрузки до расширения производства. В связи с увеличением нагрузок на ГВС, площади теплообмена значительно не хватает на их покрытие, и возникла необходимость в установке второго пластинчатого теплообменника.

Для подбора теплообменного аппарата на контур ГВС необходимо провести тепловой и компоновочный расчеты, исходные данные для которых представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Исходные данные для расчета теплообменного аппарата

Наименование величины	Обозначение	Значение	Ед.измерения
Массовый расход сетевой воды	G_1	6,9000	кг/с
Объемный расход котловой воды	V_1	0,0069	$\text{м}^3/\text{с}$
Начальная температура сетевой воды	t_1'	25,0000	$^{\circ}\text{C}$
Конечная температура сетевой воды	t_1''	60,0000	$^{\circ}\text{C}$
Начальная температура котловой воды	t_2'	65,0000	$^{\circ}\text{C}$
Конечная температура котловой воды	t_2''	40,0000	$^{\circ}\text{C}$
Рабочее давление в аппарате	P	16,0000	бар
Располагаемый напор со стороны котл. воды	Δp_1	10,0000	кПа
Располагаемый напор со стороны сет. воды	Δp_2	30,0000	кПа
Поверхность теплопередачи одной пластины	F_1	0,1400	м^2
Эквивалентный диаметр канала	d_3	0,0080	м
Площадь поперечного сечения одного канала	f_1	0,0032	м^2
Длина канала	L_n	1,1000	м
Диаметр углового отверстия	D_y	150,0000	мм
Толщина пластины	δ_{cm}	0,5000	мм
Коэффициент теплопроводности материала	λ_{cm}	15,9000	$\text{Вт}/\text{м}\cdot^{\circ}\text{C}$

Для теплового расчета необходимо знать свойства сетевой и котловой воды при средних температурах, которые представлены в таблице 6.2, [14]

Таблица 6.2 – Свойства воды в зависимости от температуры

Параметр	Обозначение	Значение		Ед. измерения
		$t_1^{cp} = 42,5$ $^{\circ}\text{C}$	$t_2^{cp} = 52,5$, $^{\circ}\text{C}$	
Плотность	ρ	991,17	986,88	$\text{кг}/\text{м}^3$
Удельная теплоёмкость	c	4,2	4,2	$\text{кДж}/(\text{кг}\cdot^{\circ}\text{C})$
Коэффициент теплопроводности	λ	0,634	0,646	$\text{Вт}/(\text{м}\cdot\text{K})$
Кинематическая вязкость	ν	$0,633 \cdot 10^{-6}$	$0,536 \cdot 10^{-6}$	$\text{м}^2/\text{с}$

6.1.1 Тепловой расчет

Количество тепла, необходимое для нагрева сетевой воды, (6.1.1):

$$Q = G_1 \cdot c_1 \cdot (t_1'' - t_1'), \quad (6.1.1)$$

$$Q = 6,9 \cdot 4200 \cdot (60 - 25) = 1,01 \cdot 10^6 \text{ Вт.}$$

Массовый расход греющей воды, (6.1.2):

$$G_2 = \frac{Q}{c_2 \cdot (t_2' - t_2'')}, \quad (6.1.2)$$

$$G_2 = \frac{1,01 \cdot 10^6}{4200 \cdot (65 - 40)} = 9,66 \text{ кг/с.}$$

Объемный расход греющей воды, (6.1.3):

$$V_2 = \frac{G_2}{\rho_2}, \quad (6.1.3)$$

$$V_2 = \frac{9,66}{986,88} = 0,0098 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Схема потоков:

$$65^\circ\text{C} \rightarrow 40^\circ\text{C}$$

$$60^\circ\text{C} \leftarrow 25^\circ\text{C}$$

$$\Delta t_{\bar{o}} = (60 - 25) = 35^\circ\text{C},$$

$$\Delta t_{\bar{m}} = (65 - 40) = 25^\circ\text{C}.$$

Средний температурный напор, (6.1.4):

$$\Delta \bar{t} = \frac{\Delta t_{\bar{o}} - \Delta t_{\bar{m}}}{2,3 \cdot \lg \frac{\Delta t_{\bar{o}}}{\Delta t_{\bar{m}}}}, \quad (6.1.4)$$

$$\Delta \bar{t} = \frac{35 - 25}{2,3 \cdot \lg \frac{35}{25}} = 29,75^\circ\text{C}.$$

					<i>13.03.01.2018.054.05 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

Скорость движения сетевой воды в каналах теплообменника, (6.1.5). Для ориентировочного расчета скорости w_1 принимаем:
 коэффициент теплоотдачи $\alpha_1 = 3500 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°C})$;
 коэффициент общего гидравлического сопротивления $\xi_1 = 3,4$;
 средняя температура стенки $t_{cm}^{cp} = \frac{t_1^{cp} + t_2^{cp}}{2} = \frac{42,5 + 52,5}{2} = 47,5 \text{ °C}$.

Скорость движения, (6.1.5):

$$w_1 = 2 \cdot \sqrt[3]{\frac{\alpha_1 \cdot (t_{cm}^{cp} - t_1^{cp}) \cdot \Delta p_1}{c_1 \cdot (t_1'' - t_1') \cdot \rho_1^2 \cdot \xi_1}}, \quad (6.1.5)$$

$$w_1 = 2 \cdot \sqrt[3]{\frac{3500 \cdot (47,5 - 42,5) \cdot 10000}{4200 \cdot (60 - 25) \cdot 991,17 \cdot 3,4}} = 0,142 \text{ м/с}.$$

Критерий Рейнольдса для потока сетевой воды, (6.1.6):

$$\text{Re}_1 = \frac{w_1 \cdot d_3}{\nu_1}, \quad (6.1.6)$$

$$\text{Re}_1 = \frac{0,142 \cdot 0,008}{0,633 \cdot 10^{-6}} = 1792,1.$$

Проверка принятого значения коэффициента общего гидравлического сопротивления, (6.1.7):

$$\xi_1 = \frac{22,4}{\text{Re}_1^{0,25}}, \quad (6.1.7)$$

$$\xi_1 = \frac{22,4}{1792,1^{0,25}} = 3,44.$$

Расчетное значение отличается от принятого на незначительную величину, считаем расчет верным.

Критерий Прандтля для потока сетевой воды, (6.1.8):

$$\text{Pr}_1 = \frac{c_1 \cdot g_1 \cdot \rho_1}{\lambda_1}, \quad (6.1.8)$$

$$\text{Pr}_1 = \frac{4200 \cdot 0,633 \cdot 10^{-6} \cdot 991,17}{0,634} = 4,156.$$

Задаемся свойствами воды при средней температуре стенки, которые приведены в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Свойства воды при средней температуре стенки

Параметр	Обозначение	Значение при $t_{cm}^{cp} = 47,5, ^\circ\text{C}$	Ед. измерения
Плотность	ρ_{cm}	989,200	кг/м ³
Удельная теплоёмкость	c_{cm}	4,200	кДж/(кг·°C)
Коэффициент теплопроводности	λ_{cm}	0,640	Вт/(м·К)
Кинематическая вязкость	ν_{cm}	$0,581 \cdot 10^{-6}$	м ² /с

Критерий Прандтля при температуре стенки, (6.1.9):

$$Pr_{cm} = \frac{c_{cm} \cdot \rho_{cm} \cdot \nu_{cm}}{\lambda_{cm}}, \quad (6.1.9)$$

$$Pr_1 = \frac{4200 \cdot 0,588 \cdot 10^{-6} \cdot 989,2}{0,64} = 3,77.$$

Критерий Нуссельта со стороны сетевой воды, (6.1.10):

$$Nu_1 = 0,135 \cdot Re_1^{0,73} \cdot Pr_1^{0,43} \cdot \left(\frac{Pr_1}{Pr_{cm}} \right)^{0,25}, \quad (6.1.10)$$

$$Nu_1 = 0,135 \cdot 1792,1^{0,73} \cdot 4,156^{0,43} \cdot \left(\frac{4,156}{3,77} \right)^{0,25} = 60,5.$$

Коэффициент теплоотдачи от нагреваемого теплоносителя к стенке по полученному значению критерия Нуссельта, (6.1.11):

$$\alpha_1 = \frac{Nu_1 \cdot \lambda_1}{d_s}, \quad (6.1.11)$$

$$\alpha_1 = \frac{60,5 \cdot 0,634}{0,008} = 4796 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}).$$

Аналогично определяется рациональная скорость движения греющего теплоносителя в каналах теплообменника. Для ориентировочного расчета скорости w_2 принимаем:

коэффициент теплоотдачи $\alpha_2 = 2500 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C})$;

коэффициент общего гидравлического сопротивления $\xi_1 = 3$.

Скорость движения, (6.1.12):

$$w_2 = 2 \cdot \sqrt[3]{\frac{\alpha_2 \cdot (t_{cm}^{cp} - t_2^{cp}) \cdot \Delta p_2}{c_2 \cdot (t_2^* - t_2) \cdot \rho_2^2 \cdot \xi_2}}, \quad (6.1.12)$$

$$w_2 = 2 \cdot \sqrt[3]{\frac{2500 \cdot (52,5 - 47,5) \cdot 30000}{4200 \cdot (65 - 40) \cdot 986,88 \cdot 3}} = 0,214 \text{ м/с.}$$

Критерий Рейнольдса для потока котловой воды, (6.1.13):

$$Re_2 = \frac{w_2 \cdot d_3}{\nu_2}, \quad (6.1.13)$$

$$Re_2 = \frac{0,214 \cdot 0,008}{0,536 \cdot 10^{-6}} = 3191,68.$$

Проверка принятого значения коэффициента общего гидравлического сопротивления, (6.1.14):

$$\xi_2 = \frac{22,4}{Re_2^{0,25}}, \quad (6.1.14)$$

$$\xi_2 = \frac{22,4}{3191,68^{0,25}} = 2,98.$$

Критерий Прандтля для потока котловой воды, (6.1.15):

$$Pr_2 = \frac{c_2 \cdot \rho_2 \cdot \nu_2}{\lambda_2}, \quad (6.1.15)$$

$$Pr_2 = \frac{4200 \cdot 0,536 \cdot 10^{-6} \cdot 986,88}{0,646} = 3,44.$$

Критерий Нуссельта со стороны котловой воды, (6.1.16):

$$Nu_2 = 0,135 \cdot Re_2^{0,73} \cdot Pr_2^{0,43} \cdot \left(\frac{Pr_2}{Pr_{cm}} \right)^{0,25}, \quad (6.1.16)$$

$$Nu_2 = 0,135 \cdot 3191,68^{0,73} \cdot 3,44^{0,43} \cdot \left(\frac{3,44}{3,77} \right)^{0,25} = 81,1.$$

Коэффициент теплоотдачи от нагревающего теплоносителя к стенке по полученному значению критерия Нуссельта, (6.1.17):

					<i>13.03.01.2018.054.05 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

$$\alpha_2 = \frac{Nu_2 \cdot \lambda_2}{d_3}, \quad (6.1.17)$$

$$\alpha_2 = \frac{81,1 \cdot 0,646}{0,008} = 6547,3 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°C}).$$

Термическое сопротивление стенки пластины и загрязнений на ней:

а) термическое сопротивление загрязнений на стенке по стороне сетевой воды:

$$R_{31} = 0,00025 \text{ (м}^2 \cdot \text{°C)/Вт}.$$

б) термическое сопротивление стенки из стали марки X18H10T при толщине стенки $\delta_{cm} = 0,5\text{мм}$, (6.1.18):

$$R_{cm} = \frac{\delta_{cm}}{\lambda_{cm}}, \quad (6.1.18)$$

$$R_{cm} = \frac{0,0005}{15,9} = 0,000031 \text{ (м}^2 \cdot \text{°C)/Вт}.$$

в) термическое сопротивление загрязнений на стенке по стороне нагреваемого теплоносителя:

$$R_{32} = 0,00023 \text{ (м}^2 \cdot \text{°C)/Вт}.$$

Коэффициент теплопередачи, (6.1.19):

$$k = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + R_{31} + \frac{\delta_{cm}}{\lambda_{cm}} + R_{32} + \frac{1}{\alpha_2}}, \quad (6.1.19)$$

$$k = \frac{1}{\frac{1}{4796} + 0,00025 + 0,000031 + 0,00023 + 6547,3} = 1145,89 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°C}).$$

Общая поверхность теплопередачи аппарата, (6.1.20):

$$F_a = \frac{Q}{k \cdot \Delta t}, \quad (6.1.20)$$

$$F_a = \frac{1,01 \cdot 10^6}{1145,89 \cdot 29,75} = 29,75 \text{ м}^2.$$

					13.03.01.2018.054.05 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

Принимаем ближайшую стандартную поверхность по ГОСТ 15518-87 «Аппараты теплообменные пластинчатые», [15]:

$$F_a = 31,5 \text{ м}^2.$$

6.1.2 Компоновочный расчет

Площади поперечных сечений пакетов, (6.1.21):

а) по стороне сетевой воды:

$$f_{n1} = \frac{V_1}{w_1}, \quad (6.1.21)$$

$$f_{n1} = \frac{0,0696}{0,142} = 0,049 \text{ м}^2.$$

б) по стороне котловой воды, (6.1.22):

$$f_{n1} = \frac{V_1}{w_1}, \quad (6.1.22)$$

$$f_{n1} = \frac{0,0098}{0,214} = 0,045.$$

Число каналов в одном пакете:

а) для сетевой воды, (6.1.23):

$$m_1 = \frac{f_{n1}}{f_1}, \quad (6.1.23)$$

$$m_1 = \frac{0,049}{0,0032} = 15,34.$$

принимаем $m_1=15$.

б) для котловой воды, (6.1.24):

$$m_1 = \frac{f_{n2}}{f_2}, \quad (6.1.24)$$

$$m_1 = \frac{0,045}{0,0032} = 14,3.$$

принимаем $m_2=14$.

					<i>13.03.01.2018.054.05 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

Число пластин в одном пакете:

а) для сетевой воды, (6.1.25):

$$n_1 = 2 \cdot m_1, \quad (6.1.25)$$

$$n_1 = 2 \cdot 15 = 30.$$

б) для котловой воды, (6.1.26):

$$n_2 = 2 \cdot m_2, \quad (6.1.26)$$

$$n_2 = 2 \cdot 14 = 28.$$

Поверхность теплообмена одного пакета при полученном числе пластин:

а) для сетевой воды, (6.1.27):

$$F_{n1} = F_1 \cdot n_1, \quad (6.1.27)$$

$$F_{n1} = 0,14 \cdot 30 = 4,2 \text{ м}^2.$$

б) для котловой воды, (6.1.28):

$$F_{n2} = F_2 \cdot n_2, \quad (6.1.28)$$

$$F_{n2} = 0,14 \cdot 28 = 3,92 \text{ м}^2.$$

Число пакетов в аппарате:

а) для сетевой воды, (6.1.29):

$$X_1 = \frac{F_a}{F_{n1}}, \quad (6.1.29)$$

$$X_1 = \frac{31,5}{4,2} = 7,5.$$

Принимаем $X_1=7$.

б) для котловой воды, (6.1.30):

$$X_2 = \frac{F_a}{F_{n2}}, \quad (6.1.30)$$

$$X_2 = \frac{31,5}{3,92} = 8,03.$$

Принимаем $X_I=8$.

Число пластин в аппарате с учетом наличия концевых пластин, (6.1.31):

$$n_a = \frac{F_a + 2 \cdot F_1}{F_1}, \quad (6.1.31)$$

$$n_a = \frac{31,5 + 2 \cdot 0,14}{0,14} = 227.$$

Схема компоновки пластин в аппарате может быть принята такой:

$$C = \frac{15 + 15 + 15 + 15 + 15 + 15 + 15}{16 + 15 + 15 + 15 + 15 + 15 + 15 + 16}.$$

Фактическая площадь поперечного сечения каналов в пакетах для обеих сред составит, (6.1.32):

$$f_n = m \cdot f_1, \quad (6.1.32)$$

$$f_n = 15 \cdot 0,0032 = 0,048 \text{ м}^2.$$

Фактическая скорость движения греющего и нагреваемого теплоносителей в каналах после уточнения, (6.1.33) и (6.1.34):

$$w_1 = \frac{V_1}{f_n}, \quad (6.1.33)$$

$$w_1 = \frac{0,00696}{0,048} = 0,145 \text{ м/с.}$$

$$w_2 = \frac{V_2}{f_n}, \quad (6.1.34)$$

$$w_2 = \frac{0,0098}{0,0048} = 0,203 \text{ м/с.}$$

Критерий Рейнольдса при новых значениях скоростей:

$$Re_1 = \frac{0,145 \cdot 0,008}{0,633 \cdot 10^{-6}} = 1832,9,$$

$$Re_2 = \frac{0,203 \cdot 0,008}{0,536 \cdot 10^{-6}} = 3043,66.$$

Критерий Нуссельта при новых значениях скоростей:

$$Nu_1 = 0,135 \cdot 1832,9^{0,73} \cdot 4,156^{0,43} \cdot \left(\frac{4,156}{3,77}\right)^{0,25} = 61,5,$$

$$Nu_2 = 0,135 \cdot 3043,6^{0,73} \cdot 3,44^{0,43} \cdot \left(\frac{3,44}{3,77}\right)^{0,25} = 78,3.$$

Уточненные значения коэффициентов теплоотдачи:

$$\alpha_1 = \frac{61,5 \cdot 0,634}{0,008} = 4875,52 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°C}),$$

$$\alpha_2 = \frac{78,3 \cdot 0,646}{0,008} = 6324,22 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°C}).$$

Фактический коэффициент теплопередачи:

$$k = \frac{1}{\frac{1}{4875,52} + 0,00025 + 0,000031 + 0,00023 + \frac{1}{6324,22}} = 1143,28 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°C}).$$

Поверхность теплопередачи после уточнения:

$$F_a = \frac{1,01 \cdot 10^6}{1143,23 \cdot 29,75} = 29,81 \text{ м}^2.$$

Принимаем ближайшую стандартную поверхность:

$$F_a = 31,5 \text{ м}^2.$$

Выбранная по ГОСТу 15518-87 поверхность $F_a = 31,5 \text{ м}^2$ достаточная для заданных условий.

Исходя из теплового и компоновочного расчетов, по необходимой площади поверхности теплообмена подбирается пластинчатый теплообменный аппарат «Alfa-Laval Мб», с площадью теплообмена $31,5 \text{ м}^2$. Являясь разборным блоком пластинчатого типа, данный теплообменник состоит из двух основных панелей, между которыми помещены пластины с прокладками, умело разделяющие рабочие среды таким образом, чтобы они могли максимально эффективно осуществлять теплообмен [16].

Теплообменник имеет вид, представленный на рисунке 6.1.

					13.03.01.2018.054.05 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59



Рисунок 6.1 – Теплообменник пластинчатый «Alfa-Laval M6»

6.2 Насосное оборудование

Насосы марки Grundfos обладают европейским качеством производства, хорошими эксплуатационными характеристиками, минимальными требованиями по обслуживанию, гарантиями безупречной работы [17].

Исходя из значений расходов котлоагрегатов, подбираются следующие насосы:

- 1) Два насоса рециркуляции Grundfos UPS 65-60/4 F для котлов «SuperRAC 2910» и один Grundfos UPS 65-30/F для котла «SuperRAC 1860». Они оснащены электродвигателем с мокрым ротором и защищенным статором, без сальниковых уплотнений, с двумя уплотнительными кольцами.
- 2) Насос сетевой Grundfos TP 80-330/2 в количестве 3 штук.
- 3) Насос системы ГВС Grundfos UPS 65-120/F.
- 4) Насос рециркуляции ГВС Grundfos UPS 32-120/F.

Все насосы марки Grundfos имеют общий вид, представленный на рисунке 6.2.



Рисунок 6.2 – Циркуляционный насос Grundfos UPS 65-60/4 F

6.3 Выбор оборудования ГРУ

В связи с снижением давления газа за регулятором при нормальном давлении на входе возникла необходимость в установке более современного и надежного регулятора давления. Подбор необходимого оборудования для модернизации ГРУ представлен ниже.

Оборудование ГРУ включает: фильтр, регулятор давления со встроенным предохранительным запорным клапаном и разгрузочным клапаном, сбросной клапан на выходе, запорную арматуру, манометры на входе и выходе, а также на обводной линии и газовые счетчики [18,19].

Определим основные параметры ГРУ: абсолютное давление газа перед регулятором давления и после него.

Абсолютное давление газа перед регулятором давления, (6.3.1):

$$P_2 = P_1' - (2 \cdot \Delta p_{\phi} + \Delta p_{\text{оф}}), \text{ кПа} \quad (6.3.1)$$

где P_1' – давление природного газа за фильтром, кПа;

Δp_{ϕ} – сопротивление чистого фильтра, принимаем 4 кПа;

$\Delta p_{\text{оф}}$ – сопротивление измерительной диафрагмы, принимаем 4,1 кПа.

$$P_2 = 395 - (2 \cdot 4 + 4,1) = 382,9 \text{ кПа.}$$

Выходное давление после регулятора давления, (6.3.2):

$$P_2' = 1 + (\sum \Delta P + P_{\text{кон}}), \text{ кПа} \quad (6.3.2)$$

где $\sum \Delta P$ – сумма потерь в газопроводе, принимается согласно паспортным данным равной 935,5 Па [4];

$P_{\text{кон}}$ – избыточное давление газа в конечной точке газопровода, принимается по паспортным данным равным 18 кПа [4].

$$P_2' = 1 + (0,9355 + 18) = 20 \text{ кПа}$$

6.3.1 Подбор газового фильтра

Фильтры предназначены для установки на газопроводах перед запорно-регулирующей арматурой газогорелочных устройств котлов с целью очистки газа от механических частиц для повышения надежности и долговечности работы оборудования [20].

В процессе эксплуатации происходит постепенное увеличение сопротивления фильтра в результате его загрязнения. Критерием загрязнения фильтра считается

снижение давления за фильтром ниже допустимого для газогорелочного устройства при нормальном присоединительном давлении на входе фильтра.

Фильтры газовые серии ФН предназначены для очистки однокомпонентных и многокомпонентных газов, таких как природный газ, азот, аргон, воздух, от смолистых веществ, пыли, песка, металлической окалины и других твердых частиц.

Подбор газовых фильтров сводится к определению расчетных потерь давления в них, которые складываются из потерь в корпусе и на кассете фильтра.

Расход природного газа через фильтр, (6.3.3):

$$V_{np.z.} = 2 \cdot B_1 + B_2, \quad (6.3.3)$$

где B_1 – расход газа через котел «SuperRAC 2910»;

B_2 – расход газа через котел «SuperRAC 1860».

$$V_{np.z.} = 2 \cdot 340,2 + 223,2 = 903,6 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

По необходимой пропускной способности газа и требуемому давлению перед регулятором давления подбираем фильтр газовый фланцевый Ду 80, Ру 0,6МПа ФН 3-6 завода-изготовителя СП «Термобрест».

Фактическое сопротивление чистого фильтра, (6.3.4):

$$\Delta p_\phi = (\Delta p_\phi)_n \cdot \left(\frac{V_{np.z.}}{V_n} \right)^2 \cdot \frac{\rho_0}{(\rho_0)_n} \cdot \frac{(P_{n.\phi.})_n}{P_{n.\phi.}}, \text{ Па} \quad (6.3.4)$$

где $V_{np.z.}$ – расход природного газам через фильтр, (6.3.3);

V_n – максимальная пропускная способность фильтра, принимается по паспорту равной 1400 м³/ч [21];

$(\Delta p_\phi)_n$ – сопротивление фильтра по паспортным данным [21];

ρ_0 – фактическая плотность природного газа, принимается $\rho_0 = 0,74 \text{ кг/м}^3$;

$(\rho_0)_n$ – паспортная плотность природного газа $(\rho_0)_n = 0,73 \text{ кг/м}^3$ [22];

$(P_{n.\phi.})_n$ – паспортное значение давления газа за фильтром;

$P_{n.\phi.}$ – фактическое значение давления газа за фильтром.

$$\Delta p_\phi = 4000 \cdot \left(\frac{903,6}{1400} \right)^2 \cdot \frac{0,74}{0,73} \cdot \frac{382,9}{382,9} = 1688 \text{ Па}.$$

Выбранный фильтр удовлетворяет условиям механической прочности, т.к. фактическое значение сопротивление чистого фильтра <10000 Па.

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.054.05 ПЗ					62

6.3.2 Подбор регулятора давления

Для подбора необходимо определить расчётную пропускную способность по формуле (6.3.5), [23]:

$$V_{p.нр.} = 0,5 \cdot P_1 \cdot V_{нр.з.} \cdot \sqrt{\frac{(\rho_0)_n}{\rho_0} \cdot \frac{1}{(\Delta p)_n} \cdot \frac{1}{P_2}}, \text{ м}^3/\text{ч} \quad (6.3.5)$$

где P_1 – давление газа за фильтром, Па;

$V_{нр.з.}$ – расход природного газа, м³/ч, формула (6.3.3);

ρ_0 – фактическая плотность природного газа, $\rho_0 = 0,74$ кг/м³ [4];

$(\rho_0)_n$ – паспортная плотность природного газа: $(\rho_0)_n = 0,73$ кг/м³ [22];

$(\Delta p)_n$ – паспортный перепад давления на регуляторе;

P_2 – давление газа за регулятором давления, Па.

$$V_{p.нр.} = 0,5 \cdot 382,9 \cdot 903,6 \cdot \sqrt{\frac{0,73}{0,74} \cdot \frac{1}{1000} \cdot \frac{1}{20}} = 1215 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

6.4 Химводочистка

В процессе эксплуатации котельная вода, поступающая на подпитку из водопровода, умягчается и деарируется комплексоном, добавляемым в воду при помощи насоса-дозатора [4].

Установка «Комплексон б» используется для химической водоподготовки и представляет собой автоматическую систему дозирования реагентов. Комплексо-натная водоподготовка необходима для обработки подпиточной воды ингибиторами коррозии и ингибиторами отложений карбонатов кальция и магния в системах горячего водоснабжения, теплоснабжения, водооборотных системах [24].

6.4.1 Преимущества использования системы водоподготовки Комплексон

- автоматический принцип работы
- отсутствие собственных сточных вод
- нет необходимости в постоянном лабораторном контроле
- высокое соответствие химреагентов гигиеническим и санитарным правилам и нормам
- возможно использование в качестве единственной системы водоподготовки
- очистка водогрейных и паровых котлов без прекращения их деятельности
- низкие экономические, энергетические и трудозатраты
- продление срока службы оборудования
- изготовление из нержавеющей стали аустенитного класса
- отсутствие движущихся элементов в процессе работы устройства

6.4.2 Принцип работы и конструкция системы водоподготовки Комплексон

Поток и давление подачи воды в систему водоснабжения не являются постоянными и неизменными в течение всего срока эксплуатации. Система дозирования Комплексон поддерживает пропорциональную подачу реагента, не смотря на изменение расхода подпиточной воды [25].

В результате поступления подпиточной воды в секционированное сужающее устройство, возникает разница давлений между давлений в трубопроводе и сужающем устройстве. Перепад давлений пропорционален квадрату расхода воды. Из-за возникшей разницы давлений химический реагент из резервуара попадает в водный поток. Насос-дозатор после поступившего сигнала с блока управления вводит реагент. В системе с использованием Комплексон обязательна установка расходомера для измерения количества подпиточной воды [25].

Циркуляционная схема работы устройства водоподготовки Комплексон представлена на рисунке 6.4.

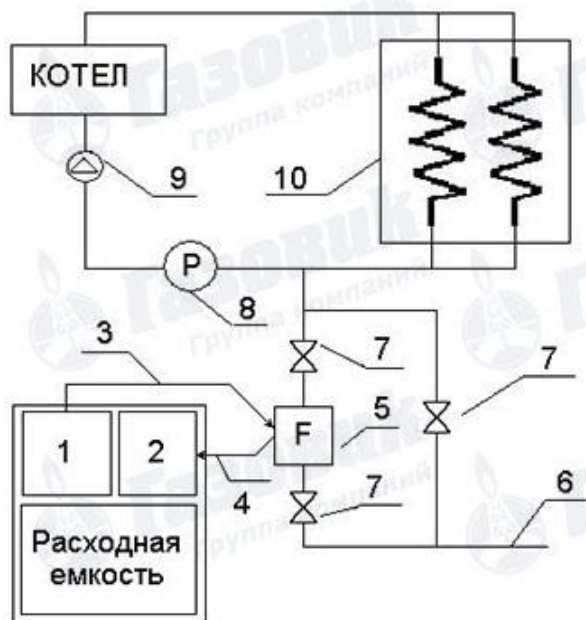


Рисунок 6.4 – Циркуляционная схема работы устройства водоподготовки Комплексон:

- 1-насос дозатор, 2-блок управления, 3-линия впрыска реагента,
- 4-линия сигналов от расходомерного устройства,
- 5-расходомерное устройство и узел впрыска, 6-магистраль подпитки,
- 7-запорная арматура, 8-датчик давления, 9-циркуляционный насос,
- 10-потребитель

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.01.2018.054.05 ПЗ

Лист

64

7 АВТОМАТИКА И КИП

Автоматизация котельных предусматривает осуществление автоматического регулирования производственного процесса, автоматический теплотехнический контроль, дистанционное управление и сигнализацию об отклонениях от нормального эксплуатационного режима. Автоматизация котельных установок может быть частичной, при которой осуществляется автоматизация отдельных видов оборудования, или комплексной, при которой эксплуатация котельной установки происходит без постоянного обслуживающего персонала [27].

Основной задачей автоматизации водогрейной котельной установки является регулирование подачи воздуха и топлива в зависимости от нагрузки котлов при условии поддержания постоянной температуры воды в водогрейных котлах.

В помещениях котельных следует предусматривать центральные (ЦЩУ) и местные щиты управления (МЩУ). ЦЩУ следует располагать в изолированном помещении центрального поста управления (ЦПУ). При разработке АСУ ТП щиты питания датчиков нижнего уровня и контроллеры следует размещать вблизи технологического оборудования, средства визуального отображения, регистрации, управления (верхний уровень АСУ ТП).

Защита оборудования

Значения параметров, при которых должны срабатывать технологические защиты и сигнализация, определяются заводом-изготовителем основного оборудования. В котельных независимо от вида сжигаемого топлива должны устанавливаться приборы контроля содержания оксида углерода в помещении. В котельных следует предусматривать пожарную и охранную сигнализацию. Прибор пожарной сигнализации должен устанавливаться в помещении ЦЩУ.

Для водогрейных котлов при сжигании газообразного и жидкого топлива следует предусматривать устройства, автоматически прекращающие подачу топлива к горелкам при:

- повышении или понижении давления газообразного топлива перед горелками;
- понижении давления жидкого топлива перед горелками за регулирующей арматурой;
- понижении давления воздуха перед горелками с принудительной подачей воздуха;
- уменьшении разрежения и/или повышении давления в топке;
- погасании факелов горелок, отключение которых при работе котла не допускается;
- повышении температуры воды на выходе из котла;
- повышении или понижении давления воды на выходе из котла;
- уменьшении установленного наименьшего расхода воды через котел;

- остановке ротора форсунки;
- неисправности цепей защиты.

Для баков-аккумуляторов систем теплоснабжения следует предусматривать автоматическое отключение насосов подачи в них воды и закрытие задвижки на сливной линии рециркуляции при недопустимом повышении уровня в баках [27].

Сигнализация

В водогрейной котельной следует предусматривать светозвуковую сигнализацию в случаях:

- останова котла;
- срабатывания защиты;
- понижения температуры и давления жидкого топлива в общем трубопроводе к котлам;
 - снижения давления воздуха в общем коробе или воздуховодах;
 - наличия факела на горелках, оснащенных ЗЗУ;
 - наличия факела запального устройства;
 - повышения температуры в газоходе перед системами газоочистки;
 - повышения и понижения температуры жидкого топлива в резервуарах;
 - повышения температуры подшипников электродвигателей и технологического оборудования (при требовании заводов-изготовителей);
 - повышения температуры в баке рабочей воды системы вакуумной деаэрации;
 - повышения температуры пылегазовоздушной смеси за мельницей или сепаратором;
 - уменьшения разрежения в газоходах за системами газоочистки;
 - повышения и понижения давления газообразного топлива в общем газопроводе к котлам;
 - понижения давления воды в каждой питательной магистрали;
 - понижения давления (разрежения) в деаэраторе;
 - понижения и повышения давления воды в обратном трубопроводе тепловой сети;
 - повышения и понижения уровня воды в баках (деаэраторных, аккумуляторных, систем горячего водоснабжения, конденсатных, осветленной воды системы химводоподготовки; нагретой и охлажденной воды чистого цикла оборотной системы водоснабжения; нагретой и охлажденной воды оборотной системы ШЗУ; шламовых вод, шлама и осветленной воды топливоподачи; системы утилизации сточных вод и др.), а также повышения и понижения раствора реагентов в мерниках при автоматизированных системах химводоподготовки;
 - повышения и понижения уровня жидкого топлива в резервуарах;
 - понижения значения рН в обрабатываемой воде (в схемах химводоподготовок с подкислением) и повышения величин рН (в схемах с подщелачиванием);

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.054.05 ПЗ					66

- отсутствия напряжения на рабочем и резервном вводах питания;
- неисправности оборудования всех систем и установок котельных.

Значения параметров, при которых должны срабатывать технологические защиты и сигнализация, определяются заводом-изготовителем основного оборудования [27].

Контроль

Для водогрейных котлов с температурой воды до 115°С следует предусматривать показывающие приборы и в случае необходимости передающие датчики по техническому заданию на АСУ для визуального отображения параметров на мониторе системы АСУ ТП:

- температуры воды в общем трубопроводе перед водогрейными котлами и на выходе из каждого котла (до запорной арматуры);
- давления воды на выходе из водогрейного котла;
- температуры дымовых газов за котлом;
- температуры воздуха перед котлами на общем воздуховоде;
- давления газообразного топлива перед горелками, после последнего (по ходу газа) отключающего устройства;
- давления воздуха после регулирующего органа;
- разрежения в топке;
- разрежения за котлом;
- содержания кислорода в уходящих газах (переносной газоанализатор).

В проекте следует предусматривать показывающие приборы и, в случае необходимости, передающие датчики по техническому заданию на АСУ для визуального отображения параметров на мониторе системы АСУ ТП:

- температуры жидкого топлива на входе в котельную;
- давления воды в питательных магистралях;
- давления жидкого и газообразного топлива в магистралях перед котлами;
- давления газообразного топлива между запорной арматурой на байпасе ГРУ (ГРП);
- давления воды до и после грязевиков в системах теплоснабжения.

Следует предусматривать показывающие приборы и, в случае необходимости, передающие датчики по техническому заданию на АСУ для визуального отображения параметров на мониторе системы АСУ ТП:

- температуры подпиточной воды;
- температуры воды в подающем и обратном трубопроводах систем теплоснабжения;
- температуры исходной воды;
- давления воды в подающем и обратном трубопроводах систем теплоснабжения;

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.054.05 ПЗ				67

- давления и температуры газа в общем газопроводе на вводе в котельную и ГРП;
- расхода исходной воды (или суммирующий прибор);
- расхода воды в каждом подающем трубопроводе (или тепломер) систем теплоснабжения (или суммирующий прибор);
- расхода воды в каждом обратном трубопроводе (или тепломер) систем теплоснабжения или расхода воды на подпитку (или суммирующий прибор);
- расхода газа в общем газопроводе на вводе в котельную или ГРП.

Для насосных установок следует предусматривать показывающие приборы и, в случае необходимости, передающие датчики по техническому заданию на АСУ для визуального отображения параметров на мониторе системы АСУ ТП:

- давления во всасывающих и напорных патрубках всех насосов.

В теплообменных установках необходимо предусматривать показывающие приборы и, в случае необходимости, передающие датчики по техническому заданию на АСУ для визуального отображения параметров на мониторе системы АСУ ТП:

- температуры нагреваемой и греющей среды до и после каждого подогревателя;
- температуры конденсата после охладителей конденсата;
- давления нагреваемой среды в общем трубопроводе до подогревателей и за каждым подогревателем;
- давления греющей среды к подогревателям.

Для установок химводоподготовки следует предусматривать показывающие приборы и, в случае необходимости, передающие датчики по техническому заданию на АСУ для визуального отображения параметров на мониторе системы АСУ ТП:

- температуры воды к анионитным фильтрам;
- температуры воды к осветлителю;
- давления исходной воды;
- давления воды до и после каждого фильтра;
- давления воздуха в магистрали к установке химводоподготовки;
- давления воды к эжекторам;
- расхода воды на химводоподготовку;
- расхода воды к каждому эжектору регенерирующего раствора;
- расхода воды к каждому осветлителю;
- уровня в баках декарбонизированной, осветленной, умягченной и обессоленной воды, в емкостях растворов реагентов, в баках нейтрализаторах, в баках конденсата;
- значения рН воды за осветлителем;
- значения рН воды после подкисления и подщелачивания;
- концентрации (электропроводности) регенерационных растворов.

Водогрейная котельная завода ОАО «МиассЭлектроАппарат» является автоматизированной, не нуждающейся в постоянном присутствии персонала. Это возможно благодаря установленным на котельной контрольно-измерительным приборам с выполнением функции управления, контроля безопасности управления технологическими параметрами, сигнализации и блокировки, узлов коммерческого учета тепла, газа и электроэнергии [4].

Контрольно-измерительные приборы и автоматика (КИПиА) предназначены для измерения, контроля и регулирования температуры, давления, уровня воды и обеспечения безопасной работы теплогенераторов и теплоэнергетического оборудования котельной [26].

Автоматизацию котельной можно разделить на три уровня: нижний, средний и верхний. Нижний уровень - это датчики и исполнительные механизмы. Средний уровень представляет собой шкафы контроля, автоматики и управления, которые в автоматическом режиме выполняют сбор данных с датчиков, обработку и управление исполнительными механизмами по заданному алгоритму, а также обмениваются данными с верхним уровнем. Верхний уровень - это промышленные компьютеры, на которых отображаются собранные данные в различном виде, задаются параметры и режимы работы, архивируются параметры и события, могут формироваться отчетные формы [27].

Вся система автоматизации разделена на независимые подсистемы (котлоагрегаты, общекотельное оборудование, вспомогательные подсистемы). Каждая подсистема или группа контролируются и управляются своим шкафом управления. Все шкафы управления объединены в единую сеть.

Осуществление контроля и сигнализация контроллером осуществляется следующим образом: токовый сигнал с датчика поступает на вход аналогового модуля ввода контроллера. При помощи программы процессор принимает сигнал и сравнивает его заранее с заданным значением уставки. В случае равенства или превышения входной величиной предельного значения на соответствующем выходе дискретного модуля вывода формируется логическая единица. В соответствии с этим на щите срабатывает световая и звуковая сигнализация [4].

Природный газ от ГРУ поступает в газопровод котельной. Газ проходит через датчик расхода, с помощью которого осуществляется учет природного газа, поступающего в котельную. На ГРУ установлен регулятор давления со встроенным ПЗК. Газ в топку подается через автоматизированную горелку, поджиг газа осуществляется электрозапальником. Система автоматики горелок «BGN 400 DSPGN ME» и «BGN 250 DSPGN ME» обеспечивает:

- контроль процесса сгорания (погасания факела горелки);
- контроль давления воздуха перед горелкой;
- контроль давления газа перед горелкой;
- контроль герметичности электромагнитных клапанов ramпы горелки;
- отключение горелок при пропадании напряжения;

- отключение горелок при перегреве котлов;
- блокировку горелок при повышении давления теплоносителя в котле выше 5 атм.;
- блокировку горелок при понижении давления теплоносителя в котле ниже 0,5 атм.

Также принятая система автоматики обеспечивает:

- автоматическое управление сетевыми насосами с автоматическим вводом резерва;
- регулирование температуры подачи теплоносителя на выходе сетевого контура в зависимости от температуры наружного воздуха;
- автоматическое поддержание требуемой температуры ГВС;
- поддержание необходимого перепада давления на выходе сетевого контура;
- защиту насосов и котлов от работы в сухую;
- автоматическое поддержание температуры воздуха в котельной;
- защиту котлов от низкотемпературной коррозии, путем поддержания температуры обратной воды выше 60°C при помощи включения насоса на перемычке водогрейных котлов;
- прекращение подачи газа при срабатывании сигнализаторов загазованности на метан и оксид углерода;
- световую и звуковую сигнализацию неисправностей оборудования котельной, блокировки горелок, перегреве или отклонении давления в водогрейных котлах выше 0,5 МПа или ниже 0,05 МПа, неисправности насосов, водогрейных котлов, наличии оксида углерода или метана в котельной, отсечки газового клапана.

Для измерения и коммерческого учета количества теплоты, объема и массы установлены электромагнитный теплосчетчик с каналом учета подпитки типа КМ 5-4.

В помещении котельной предусмотрены сигнализаторы загазованности Seitron CO и Seitron CH₄ на угарный газ и метан. При повышении загазованности свыше допустимого значения срабатывает предохранительный клапан на газопроводе и отключает подачу газа, выдается светозвуковой сигнал аварии в котельной.

Монтаж и наладка приборов и средств автоматизации выполнены согласно проекту и документации на приборы с соблюдением ПТБ, ПЭЭП и СНиП 3.05.07-85.

Приборы управления, регулирования и сигнализации размещены в навесном щите Щ1, стальные трубы электропроводки присоединяются к заземляющему контуру котельной [4].

					<i>13.03.01.2018.054.05 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

8 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ

Природный газ является одним из самых экологически чистых органических видов топлива. При высоких температурах в ядре факела топок котлов происходит частичное окисление азота воздуха и топлива с образованием оксидов азота NO. Это единственное вредное вещество, выделяющееся при полном сгорании природного газа. При неполном сгорании могут образоваться помимо оксидов азота также окиси углерода и углеводороды. В настоящее время образование вредных продуктов сгорания можно свести к минимуму с помощью технологий.

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых значений. Для окислов азота значение предельно допустимой концентрации составляет 0,085 мг/м³, [28].

На котельной завода ОАО «МиассЭлектроАппарат» дымовые газы отводятся от котлов «SuperRAC 2910» и «SuperRAC 1860» в дымовые трубы, выполненные из стали, Ду 600 и Ду 500 соответственно, высотой 17м каждая [4].

Ниже приведен расчет концентрации окислов азота в воздухе рабочей зоны предприятия и сделан вывод о ее соответствии нормам.

В таблице 8.1 представлен состав топлива газопровода Уренгой-Сургут-Челябинск.

Таблица 8.1 – Состав топлива газопровода Уренгой-Сургут-Челябинск

Состав газа по объему, %							Q, кДж/м ³
CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	N ₂	CO ₂	
98,24	0,29	0,20	0,09	0,04	0,14	1,00	35722,16

Значения объемов продуктов сгорания топлива взяты из главы 5 и приведены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Объёмы продуктов сгорания топлива

Наименование величины	Обозначение	Значение	Размерность
Коэффициент избытка воздуха	α	1,100	-
Теоретический объем воздуха	$V_{\text{в}}^0$	9,491	м ³ /м ³
Теоретический объем трехатомных газов	$V_{RO_2}^0$	1,001	м ³ /м ³
Теоретический объем водяных паров	$V_{H_2O}^0$	2,154	м ³ /м ³
Теоретический объем двухатомных газов	$V_{N_2}^0$	7,508	м ³ /м ³
Действительный объем продуктов сгорания при н.у.	$V_{\text{г}}$	11,627	м ³ /м ³

8.1 Концентрация окислов азота, содержащихся в дымовых газах, уходящих от котла «SuperRAC 1860»

Объем продуктов сгорания, образующихся при сжигании 1 м^3 топлива при условиях выхода, определяется по формуле (8.1):

$$V_{yx} = \frac{P_{ny} \cdot V_e \cdot T_{yx}}{P_{yx} \cdot T_{ny}}, \quad (8.1)$$

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

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

$T_{ny} = 273$ К – температура продуктов сгорания на выходе из дымовой трубы при нормальных условиях;

$T_{yx} = 427$ К – температура продуктов сгорания на выходе из дымовой трубы при рабочих условиях.

$$V_{yx} = \frac{760 \cdot 11,627 \cdot 427}{730 \cdot 273} = 18,93 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Разность температур газозудушной смеси и окружающего воздуха рассчитывается для зимнего и летнего режима по формуле (8.2):

$$\Delta T = t_{yx.z} - t_{cp}, \quad (8.2)$$

где t_{cp} – температура воздуха.

Для летнего режима $t_{cp} = 22,3$ °С, тогда:

$$\Delta T_{л} = 154 - 22,3 = 131,7 \text{ °С}.$$

Для зимнего режима $t_{cp} = -15,8$ °С, тогда:

$$\Delta T_{з} = 154 - (-15,8) = 169,8 \text{ °С}.$$

Объем продуктов сгорания, образующихся при работе, рассчитывается по формуле (8.3):

$$V = V_{yx.z} \cdot B, \quad (8.3)$$

где B – расход топлива.

					<i>13.03.01.2018.054.05 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

$$V = 18,93 \cdot 0,056 = 1,06 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Расчет выбросов окислов азота, (8.4):

$$M_{NO_2} = 0,001 \cdot B \cdot Q_H^p \cdot K_{NO_2} \cdot (1 - \beta), \quad (8.4)$$

где K_{NO_2} – параметр, характеризующий количество окислов азота, образующихся на 1 МДж теплоты;

$\beta = 0$ – коэффициент, зависящий от степени снижения выбросов окислов азота в результате применяемых технических решений, [29].

Для летнего режима $K_{NO_2} = 0,08$, тогда:

$$M^l_{NO_2} = 0,001 \cdot 0,056 \cdot 35722,16 \cdot 0,08 = 0,16 \text{ г/с}.$$

Для зимнего режима $K_{NO_2} = 0,09$, тогда:

$$M^z_{NO_2} = 0,001 \cdot 0,056 \cdot 35722,16 \cdot 0,09 = 0,18 \text{ г/с}.$$

Скорость выхода газов из устья трубы рассчитывается по формуле (8.5):

$$w = \frac{4 \cdot V}{\pi \cdot D^2}, \quad (8.5)$$

где D – диаметр дымовой трубы, м.

$$w = \frac{4 \cdot 1,06}{3,14 \cdot 0,5^2} = 5,40 \text{ м/с}.$$

Параметр f определяется для летнего и зимнего режимов, (8.6):

$$f = \frac{10^3 \cdot w^2 \cdot D}{\Delta T \cdot H^2}, \quad (8.6)$$

$$f_l = \frac{10^3 \cdot 5,40^2 \cdot 0,50}{131,7 \cdot 17^2} = 0,383.$$

$$f_z = \frac{10^3 \cdot 5,40^2 \cdot 0,50}{169,8 \cdot 17^2} = 0,297.$$

					13.03.01.2018.054.05 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

Параметр m , учитывающий подъем факела, вычисляется по формуле (8.7):

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{f} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{f}}, \quad (8.7)$$

$$m_n = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{0,383} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{0,383}} = 1,02,$$

$$m_3 = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{0,297} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{0,297}} = 1,05.$$

Параметр v_m определяется по формуле (8.8):

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{V \cdot \Delta T}{H}}, \quad (8.8)$$

$$v_{m_n} = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{1,06 \cdot 131,7}{17}} = 1,31 \text{ м/с},$$

$$v_{m_3} = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{1,06 \cdot 169,8}{17}} = 1,42 \text{ м/с}.$$

Параметр n , учитывающий подъем факела, при $0,3 < v_m < 2$ определяется по формуле (8.9):

$$n = 3 - \sqrt{(v_m - 0,3) \cdot (4,36 - v_m)}, \quad (8.9)$$

$$n_n = 3 - \sqrt{(1,31 - 0,3) \cdot (4,36 - 1,31)} = 1,24$$

$$n_3 = 3 - \sqrt{(1,42 - 0,3) \cdot (4,36 - 1,42)} = 1,08$$

Максимальная приземная концентрация окислов азота, (8.10):

$$C_{NO_2} = \frac{A \cdot M_{NO_2} \cdot F \cdot m \cdot n}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V \cdot \Delta T}}, \quad (8.10)$$

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

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.054.05 ПЗ					74

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

$$c_{NO_{2л}} = \frac{160 \cdot 0,16 \cdot 1 \cdot 1,02 \cdot 1,24}{17^2 \cdot \sqrt[3]{1,06 \cdot 131,7}} = 0,022 \text{ мг/м}^3.$$

$$c_{NO_{2з}} = \frac{160 \cdot 0,18 \cdot 1 \cdot 1,05 \cdot 1,08}{17^2 \cdot \sqrt[3]{1,06 \cdot 169,8}} = 0,020 \text{ мг/м}^3.$$

8.2 Концентрация окислов азота, содержащихся в дымовых газах, уходящих от котла «SuperRAC 2910»

Два котла «SuperRAC 2910» работают только в холодный период времени, следовательно, расчет проводится только для зимнего периода аналогично выше-приведенному.

Задаемся необходимыми исходными значениями, полученными из теплового расчета котла – температура уходящих газов составляет 152°C , а расход топлива $0,088 \text{ м}^3/\text{с}$.

Объем продуктов сгорания, образующихся при сжигании 1 м^3 топлива при условиях выхода, (8.1):

$$V_{ух} = \frac{760 \cdot 11,627 \cdot 425}{730 \cdot 273} = 18,85 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Разность температур газовоздушной смеси и окружающего воздуха, (8.2):

$$\Delta T_z = 152 - (-15,8) = 167,8^\circ\text{C}.$$

Объем продуктов сгорания, образующихся при работе, (8.3):

$$V = 18,85 \cdot 0,088 = 1,65, \text{ м}^3/\text{с}.$$

Расчет выбросов окислов азота, (8.4):

$$M^3_{NO_2} = 0,001 \cdot 0,088 \cdot 35722,16 \cdot 0,09 = 0,28 \text{ г/с}.$$

Скорость выхода газов из устья трубы, (8.5):

$$w = \frac{4 \cdot 1,65}{3,14 \cdot 0,6^2} = 5,84 \text{ м/с}.$$

					<i>13.03.01.2018.054.05 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

Параметр f определяется по формуле (8.6):

$$f_3 = \frac{10^3 \cdot 5,84^2 \cdot 0,6}{167,8 \cdot 17^2} = 0,42.$$

Параметр m , учитывающий подъем факела, (8.7):

$$m_3 = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{0,42} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{0,42}} = 1,45.$$

Параметр v_m , (8.8):

$$v_{m_3} = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{1,65 \cdot 167,8}{17}} = 1,65 \text{ м/с.}$$

Параметр n , учитывающий подъем факела, при $0,3 < v_m < 2$ определяется по формуле (8.9):

$$n_3 = 3 - \sqrt{(1,65 - 0,3) \cdot (4,36 - 1,65)} = 0,417.$$

Максимальная приземная концентрация окислов азота, (8.10):

$$c_{NO_{23}} = \frac{160 \cdot 0,28 \cdot 1 \cdot 1,45 \cdot 0,417}{17^2 \cdot \sqrt[3]{1,65 \cdot 167,8}} = 0,014 \text{ мг/м}^3.$$

8.3 Суммарная концентрация окислов азота, содержащихся в воздухе рабочей зоны предприятия

В летний период работает только котел «SuperRAC 1860», следовательно концентрация окислов азот составит:

$$c_{NO_{2л}} = 0,022 \text{ мг/м}^3.$$

В холодный период времени работают котел «SuperRAC 1860» и два котла «SuperRAC 2910», тогда концентрация окислов азота составит:

$$c_{NO_{2з}} = 0,020 + 0,014 + 0,014 = 0,048 \text{ мг/м}^3.$$

Как видно из расчетов максимальная приземная концентрация оксидов азота для зимнего и летнего режимов не превышают $ПДК_{NO_2}$.

					13.03.01.2018.054.05 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

9 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Безопасность жизнедеятельности (БЖД) — система знаний, обеспечивающая безопасность обитания человека в производственной и непроизводственной среде, и развитие деятельности по обеспечению безопасности в перспективе с учетом антропогенного влияния на среду обитания.

Цели БЖД:

- достижение безаварийной ситуации и готовности к стихийным бедствиям и другим проявлениям природной среды;
- предупреждение травматизма;
- сохранение здоровья;
- сохранение работоспособности;
- сохранение качества полезного труда.

В выпускной квалификационной работе объектом БЖД является производственная среда – водогрейная котельная.

9.1 Анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов

На котельной предприятия установлено два котла «SuperRAC 2910» и один «SuperRAC 1860» работающих на природном газе, оборудованных автоматикой безопасности типа – схема защиты и розжига. Так как котельная полностью автоматизирована, постоянного присутствия персонала не требуется. На рабочих, проводящих ежедневный осмотр и ремонтные работы, действуют опасные и вредные факторы.

Согласно ГОСТ 12.0.002 – 80. " Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы " от 11.01.2018 под опасным и вредным факторами производства понимают следующее:

Опасный производственный фактор – производственный фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях приводит к травме, острому отравлению или другому внезапному резкому ухудшению здоровья, или смерти [30].

К опасным производственным факторам относятся:

- электрический ток определенной силы;
- раскаленные тела;
- оборудование, работающее под давлением выше атмосферного.

Вредный производственный фактор – производственный фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях может привести к заболеванию, снижению работоспособности и (или) отрицательному влиянию на здоровье потомства

К вредным производственным факторам относятся:

- неблагоприятные метеорологические условия;
- запыленность и загазованность воздушной среды;

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.054.05 ПЗ				77

- воздействие шума, инфра- и ультразвука, вибрации;
- наличие электромагнитных полей, лазерного и ионизирующего излучений.

Все опасные и вредные производственные факторы подразделяются на физические, химические, биологические и психофизиологические.

Опасные и вредные факторы, характерные для производственной среды - водогрейной котельной:

а) физические факторы

- общие вибрации - при работе котельных агрегатов, при движении газов в трубах с большой скоростью;

- повышенный уровень шума - резкие перепады давления в трубопроводе, работа предохранительных клапанов, движение газов в трубах с большой скоростью - аэродинамические шумы;

- инфракрасная радиация – нагретые поверхности котлоагрегатов и трубопроводов горячей воды;

- повышенная температура воздуха рабочей зоны;

- пониженная влажность воздуха (менее 40 %);

- недостаточное освещение (естественное - вследствие затененности оборудования, конструкций, искусственное - вследствие плохой работы осветительных приборов);

- электрический ток.

б) биологические факторы отсутствуют.

в) химические факторы:

- окислы азотов;

- окись углерода.

г) психофизиологические:

- тяжесть трудового процесса (физическая динамическая нагрузка, статическая нагрузка);

- напряженность трудового процесса (эмоциональные нагрузки, интеллектуальные нагрузки, монотонность нагрузок, сменность работы).

9.2 Влияние выявленных опасных и вредных производственных факторов на организм человека

Совокупность факторов производственной среды и трудового процесса, оказывающих влияние на здоровье и работоспособность человека в процессе труда называется условиями труда.

Условия труда оцениваются четырьмя классами. На котельной предприятия ОАО «МиассЭлектроАппарат» условия труда оцениваются вторым классом. Это допустимые условия труда, которые характеризуются такими уровнями факторов среды и трудового процесса, которые не превышают гигиенических нормативов для рабочих мест. Возможные изменения функционального состояния организма восстанавливаются во время регламентированного отдыха или к началу следующей смены и не должны оказывать неблагоприятное воздействие в ближайшем и

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.054.05 ПЗ					78

отдаленном периодах на состояние здоровья работающего и его потомство. Оптимальные и допустимые условия труда безопасны.

а) Микроклимат

Микроклимат производственных помещений – метеорологические условия внутренней среды этих помещений, которые определяются действиями на организм человека сочетаниями температуры, влажности, скорости движения воздуха и теплового облучения.

Действующими нормативными документами, регламентирующими метеорологические условия, являются:

- СанПин 2.2.4.548 – 96 " Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений ", [31].
- ГОСТ 12.1.005 – 88 ССБТ " Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны ", [32].

В помещении котельной температура 12°С, при такой температуре может произойти сбой в механизме теплообмена человека - уменьшается общая мускульная сила и координация, возникают болевые. Для защиты от переохлаждения, рабочие имеют специальную утепленную форму.

Влажность влияет на организм человека, так как при изменении состава и количества водяных пар, содержащихся в воздухе, приводит к изменению интенсивности диффузии кислорода в кровь. Хорошее самочувствие сохраняется в диапазоне 40%-60% относительной влажности воздуха. В рассматриваемой производственной среде влажность составляет немного ниже 40%.

Влияние скорости движения воздушных потоков на человека можно оценивать как положительное, так в некоторых случаях и отрицательное. Оптимальная скорость движения воздуха в холодный период 0,1 м/с, в теплый – 0,2 м/с.

В котельной происходит нагрев поверхностей котлов, которые излучают в пространство потоки лучистой энергии. Инфракрасные лучи оказывают на организм человека тепловое облучение, в результате которого в организме происходят биохимические сдвиги, уменьшается кислородная насыщенность крови, понижается венозное давление, замедляется кровоток и нарушается деятельность сердечно-сосудистой и нервной систем [33].

Оптимальные показания микроклимата для работ категории средней тяжести представлены в таблице 9.1

Таблица 9.1 – Оптимальные и допустимые нормы показаний микроклимата

Период года	Категория работ	Оптимальная температура, °С	Допустимая температура, °С	Оптимальная влажность, %	Допустимая влажность, %	Скорость движения воздуха оптимальная, м/с	Скорость движения воздуха допустимая, м/с
Холодный	Ср.тяжести	17-19	13-21	40-60	75	0,2	≤ 0,4
Теплый	Ср.тяжести	20-22	15-27	40-60	70	0,3	0,2 - 0,5

б) Вредные вещества

Атмосферный воздух, попадая в производственные помещения, может изменить свой состав, загрязняясь примесями вредных веществ: газов, паров, пыли. Попадая в организм человека при дыхании, а также через кожу такие вещества могут оказать вредное воздействие. Ухудшение здоровья человека, причиной которого является низкое качество воздуха помещений, может проявиться появлением большого набора острых и хронических симптомов и в форме множества заболеваний.

Действующим нормативным документом является:

- ГОСТ 12.1.007 – 76* "ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности", [34].

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций. Значения ПДК вредных веществ приведены в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны

Наименование вещества	ПДК (ГОСТ 12.1.005-88*), мг/м ³	Класс опасности по ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны
Окислы азоты (в пересчете на NO ₂)	5	3
Оксид углерода	20	4

в) Производственное освещение

Назначение производственного освещения – обеспечение нормальных зрительных условий для выполнения соответствующего вида работ в производственном помещении.

В котельной предусмотрено рабочее, аварийное и ремонтное освещение. Освещение совмещённое - предусматривается обеспечить достаточным дневным светом помещения котельной, а в ночное время искусственным освещением. Места, которые по технологическим причинам не обеспечиваются дневным светом, предусмотрено обеспечить электрическим светом. Аварийное освещение осуществляется от источников питания, независимых от общей освещенности котельной [33].

Действующим нормативным документом является:

- СНиП 23-05-95* "Естественное и искусственное освещение. Нормы проектирования", [35].

г) Вибрация

Вибрация представляет собой механическое колебательное движение, простейшим видом которого является гармоническое колебание. Воздействие общей вибрации разных параметров вызывает различную степень выраженности изме-

нений в центральной и вегетативных нервных системах, сердечно-сосудистой системе, обменных процессах, вестибулярном аппарате [33].

Действующим нормативным документом является:

- ГОСТ 12.1.012 – 96 "Вибрационная безопасность. Общие требования", [36].

Для устранения вибрации котлы смонтированы на самостоятельных фундаментах, виброизолированных от пола. Все трубопроводы проходят на достаточном расстоянии от стен и соседних трубопроводов.

В качестве индивидуальных средств защиты от вибрации применяются гасящие вибрацию рукавицы и специальная обувь.

г) Шум

Под шумом принято подразумевать совокупность слышимых звуков, неблагоприятно воздействующих на организм человека, мешающих его работе и отдыху.

Для теплоэнергетического оборудования характерны механические, аэродинамические и гидродинамические шумы – неупорядоченное распространение звуков разной интенсивности и чистоты, оказывающих неблагоприятное воздействие на организм человека [33].

В котельной значительный шум вызывает аэродинамические причины, к ним относятся:

- резкие перепады давления в трубопроводе;
- работа предохранительных клапанов;
- пробивание прокладок фланцевых соединений;
- движение газов в трубах с большой скоростью.

Действующими нормативными документами являются:

- ГОСТ 12.1.003 – 83 "ССБТ. Шум. Общие требования безопасности", [37].
- СН 3223 – 85 "Санитарные нормы уровней шума на рабочих местах", [38].

Уровень шума в производственных помещениях не должен превышать 80 дБА.

В котельной, с целью снижения уровня шума, проводят следующие мероприятия:

- улучшение режима эксплуатации оборудования;
- центровка и балансировка механизмов;
- наложение шумовой изоляции (шумозащитные кожухи).

г) Инфракрасное излучение

Источниками являются котельные агрегаты и трубопроводы горячей воды.

Инфракрасное излучение оказывает в основном тепловое воздействие на организм человека. Наиболее чувствительны к ИФКИ кожный покров и органы зрения человека: при остром повреждении кожи возможны ожоги, резкое расширение артериокапилляров, усиление пигментации кожи [33].

Инженерно-технические мероприятия на котельной предусматривают автоматизацию, механизацию и дистанционное управление производственными процес-

сами. Выполняется теплоизоляция горячих поверхностей и общеобменная вентиляция.

Действующими нормативными документами являются:

- ГОСТ 12.1.005 – 88 "ССБТ. Санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны", [39].
- СанНиП 2.2.4.548 – 96 " Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений ", [40].

Допустимые величины интенсивности теплового облучения работающих на рабочих местах от производственных источников, нагретых до темного свечения, должны соответствовать значениям, приведенным в таблице 9.3.

Таблица 9.3 – Допустимые величины интенсивности теплового облучения

Облучаемая поверхность тела, %	Интенсивность теплового облучения, Вт/м ² , не более
50 и более	35
25...50	70
Не более 25	100

9.3 Электробезопасность и молниезащита котельной

Напряжение сети принято 380/220 В с системой питания TN-C-S. Автоматические выключатели и контакторы устанавливаются в щите совместно с оборудованием автоматики котельной. Питание котельной осуществляется двумя кабельными линиями по второй категории электроснабжения с автоматическим вводом. Общая установленная мощность электроприёмников котельной $P_{у}=62,357$ кВт, расчетная мощность котельной составляет $P_{р}=51,35$ кВт, расчетный ток $I_{р}=90,89$ А, [4].

Дымовые трубы металлические используются в качестве молниеприемников с установкой на них стержневых молниеприемников расчетной длины.

Для предотвращения поражения током на все электросиловое оборудование в котельной предусмотрено заземление в соответствии с ГОСТ' 12.1.030-81 «Электробезопасность. Защитное заземление, зануление».

С наружи котельной устанавливается электролитический заземлитель, к которому подключается система молниезащиты и система уравнивания потенциалов котельной. Заземлители применяются искусственные в виде труб диаметром 30 мм и длиной 3 м.

Все металлические нетоковедущие части электрооборудования заземлены (занулены), для этого используются нулевые защитные проводники и специально проложенный контур заземления.

В котельной выполняется уравнивание потенциалов с выполнением главной шины и соединением РЕ, N проводника питающей линии, металлических труб коммуникаций, системы молниезащиты.

9.4 Противопожарные мероприятия

Так как технологический процесс связан со сжиганием топлива, то возможный источник пожара в котельной – это утечка топлива из газопровода и образование взрывоопасной газовой смеси.

Действующим нормативным документом является:

- ГОСТ 12.1.004. 91 "ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования", [41].

Котельная относится к категории "Г", по огнестойкости строительных конструкций степень огнестойкости здания котельной II, класса В – 1А.

Категория "Г" означает негорючие вещества и материалы в горячем, раскаленном или расплавленном состоянии, процесс обработки которых сопровождается выделением лучистого тепла, искр и пламени, горючие газы и жидкости, которые сжигаются в качестве топлива.

Класс В – 1А – зоны, расположенные в помещениях, в которых при нормальной эксплуатации взрывоопасные смеси горючих газов или паров легко воспламеняющихся жидкостей с воздухом не образуется, а образование таких смесей возможно только в результате аварий и неисправностей.

Источниками пожара могут быть утечка и скопление газа в котельной; неисправности электрооборудования, осветительных приборов; выход из строя приборов автоматики. При нарушении целостности газопроводов уходящих газов, или при разрушении обшивки и обмуровки котла, уходящие газы, имеющие высокую температуру, могут послужить причиной пожара [32].

Предусмотрен контроль воздушной среды автоматическими сигнализаторами до взрывных концентраций. При включении предупредительной сигнализации и аварийной вентиляции предусматривается автоматическое или ручное отключение всего или части технологического оборудования.

Расположение здания котельной обеспечивает свободный подъезд техники со всех сторон.

Наружное пожаротушение обеспечивается от существующего пожарного гидранта уличной сети в районе установки котельной.

Внутренне пожаротушение в котельной предусматривается от двух передвижных порошковых огнетушителей ОП-50.

Для быстрого вызова пожарной службы в котельной установлены извещатели и телефон [4].

					13.03.01.2018.054.05 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

10 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ

Увеличение нагрузок на горячее водоснабжение на предприятие ОАО «МиассЭлектроАппарат», а также невозможность поддерживать постоянным давлением природного газа за регулятором давления в связи с физическим и моральным износом оборудования ГРУ, что приводит к перерасходу топлива, сделало необходимым провести модернизацию котельной.

Проект модернизации включает в себя усовершенствование газорегулирующей установки путем замены устаревших регуляторов давления и фильтров на более современные, с более высоким межремонтным периодом, а также установку дополнительного теплообменного аппарата и другого вспомогательного оборудования, необходимого для покрытия возросших нагрузок.

Целью раздела является выяснить экономическую эффективность проекта модернизации водогрейной котельной завода ОАО «МиассЭлектроАппарат» г. Миасс.

Для достижения цели необходимо выполнить ряд задач:

- произвести смету капитальных затрат;
- рассчитать текущие затраты до и после модернизации;
- оценить срок окупаемости проекта.

10.1 Смета капитальных затрат на модернизацию водогрейной котельной завода ОАО «МиассЭлектроАппарат»

Капитальные затраты на модернизацию включают в себя:

- затраты на разработку проекта [44];
- стоимость оборудования [16,20,23];
- стоимость демонтажных работ [45];
- стоимость монтажных работ [46];
- транспортные затраты [46].

Стоимость оборудования определена по прейскуранту заводов-изготовителей [16,45] и сведена в таблицу 10.1:

Таблица 10.1 – Затраты на оборудование

Наименование оборудования	Кол-во	Цена, тыс. руб.	Сумма, тыс. руб.
1	2	3	4
Регулятор давления газа со встроенным ПЗК и разгрузочным клапаном, Ду 50, Ру 1,6 МПа MBN-40	2	294,829	589,659

Продолжение таблицы 10.1

1	2	3	4
Фильтр газовый фланцевый Ду 80, Ру 0,6 МПа ФН 3-6 сталь	2	20,173	40,346
Теплообменный аппарат пластинчатый «Alfa-Laval M-6»	1	78,450	78,450
Насос системы ГВС «Grundfos» UPS 65-120/F	1	61,967	61,967
Насос рециркуляции ГВС «Grundfos» UPS 32-120/F	1	39,150	39,150
Насос подпитки «Grundfos» CM3-8	1	32,800	32,800

Итого в рублях (по всему оборудованию) $K_1=842,37$ тыс. руб.
Смета всех капитальных затрат представлена в таблице 10.2.

Таблица 10.2 – Смета капитальных затрат на модернизацию водогрейной котельной завода ОАО «МиассЭлектроАппарат»

Статьи затрат	Затраты, тыс. руб.
Проектные работы	150,00
Стоимость оборудования	842,37
Затраты на доставку оборудования	80,50
Демонтаж заменяемого оборудования	40,00
Монтаж нового оборудования	75,00
Итого	1187,87

10.2 Текущие затраты на эксплуатацию водогрейной котельной завода ОАО «МиассЭлектроАппарат» после модернизации

Годовые затраты на топливо, (10.1):

$$I_T = C_T \cdot V_{\text{год}}, \quad (10.1)$$

где C_T – цена топлива, составляет 4,27 руб./м³ [34];

$V_{\text{год}}$ – годовой расход топлива, равный 5,4 млн. м³/год [7].

$$I_T = 4,27 \cdot 5,4 \cdot 10^6 = 23058 \text{ тыс.руб./год}$$

Амортизация оборудования, (10.2):

$$I_a = H_a \cdot O_{об}, \quad (10.2)$$

где $H_a = 10\%$ – норма амортизации;

$O_{об} = 842,37$ тыс. руб. – общая стоимость оборудования.

$$I_a = 0,1 \cdot 842,373 = 84,24 \text{ тыс. руб./год.}$$

Затраты на текущий ремонт, (10.3):

$$I_{т.р.} = 0,005 \cdot O_{об}, \quad (10.3)$$

$$I_{т.р.} = 0,005 \cdot 842373 = 4211,9 \text{ руб./год.}$$

Общепроизводственные и прочие расходы, (10.4):

$$I_{оп} = 0,02 \cdot O_{об}, \quad (10.4)$$

$$I_{оп} = 0,02 \cdot 842373 = 16847 \text{ руб./год.}$$

Сумма текущих затрат при эксплуатации, (10.5):

$$I_1 = I_t + I_a + I_{т.р.} + I_{оп}, \quad (10.5)$$

$$I_1 = 23058 + 84,24 + 4,21 + 16,85 = 16952,76 \text{ тыс. руб./год.}$$

Текущие затраты при эксплуатации котельной после модернизации приведены в таблице 10.3.

Таблица 10.3 – Текущие затраты при эксплуатации водогрейной котельной завода ОАО «МиассЭлектроАппарат» после модернизации

Статьи затрат	Обозначение	Значение, тыс.руб./год
Топливо	I_t	23058,00
Амортизация оборудования	I_a	84,24
Затраты на текущий ремонт	$I_{т.р.}$	4,21
Общепроизводственные и прочие расходы	$I_{оп}$	16,95
Итого	I_1	23163,40

Для выявления экономической эффективности установки дополнительного теплообменного аппарата необходимо знать себестоимость тепловой энергии.

Себестоимость 1 МВт тепловой энергии:

$$C_{мэ} = \frac{\sum I_i}{Q^{ГОД}}, \text{ руб./МВт}, \quad (10.6)$$

где $\sum I_i$ – сумма текущих затрат при эксплуатации водогрейной котельной завода ОАО «МиассЭлектроАппарат»;

$Q^{ГОД}$ – количество тепловой энергии, вырабатываемой котельной за 1 год, принимаем по результатам расчетов главы 5 равным 16521,7 МВт/год.

$$C_{мэ} = \frac{23163400}{16521,7} = 1402 \text{ руб./МВт.}$$

10.3 Текущие затраты на эксплуатацию водогрейной котельной завода ОАО «МиассЭлектроАппарат» до модернизации

Из-за изношенности кольцевых уплотнений регулятора давления на ГРУ газ подавался в котел при давлении ниже необходимого. В связи с этим происходил перерасход природного газа на 7,5% от необходимого расхода. Получается, что расход топлива до модернизации составлял:

$$B_{2002} = 0,075 \cdot B_{2001} + B_{2001}, \quad (10.7)$$

где B_{2001} – годовой расход топлива, равный 5,4 млн. м³/год [7].

$$B_{2002} = 0,075 \cdot 5,4 + 5,4 = 5,8 \text{ м}^3/\text{год.}$$

Стоимость оборудования по данным бухгалтерии завода составляла 534,560 тыс. руб.[35]

Годовые затраты на топливо, (10.1):

$$I_t = 4,27 \cdot 5,8 \cdot 10^6 = 24766 \text{ тыс.руб./год.}$$

Амортизация оборудования, (10.2):

$$I_a = 0,1 \cdot 534,560 = 53,46 \text{ тыс.руб./год.}$$

В связи с моральным и физическим износом оборудования, а так же с малым межремонтным периодом ремонт оборудования необходимо было осуществлять намного чаще, чем после модернизации котельной. Следовательно процент затрат

					13.03.01.2018.054.05 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

на текущий ремонт существенно выше, чем после модернизации котельной.

Затраты на текущий ремонт, (10.3):

$$I_{\text{тр}} = 0,015 \cdot 534560 = 8018,4 \text{руб./год.}$$

Общепроизводственные и прочие расходы, (10.4):

$$I_{\text{оп}} = 0,02 \cdot 534560 = 10691,2 \text{руб./год.}$$

Сумма текущих затрат при эксплуатации, (10.5):

$$I_2 = 25833,5 + 53,46 + 8,02 + 10,7 = 25905,68 \text{тыс.руб./год.}$$

Текущие затраты при эксплуатации котельной до модернизации приведены в таблице 10.4.

Таблица 10.4 – Текущие затраты при эксплуатации водогрейной котельной завода ОАО «МиассЭлектроАппарат» до ее модернизации

Статьи затрат	Обозначение	Значение, тыс.руб./год
Топливо	I_t	24766,00
Амортизация оборудования	I_a	53,46
Затраты на текущий ремонт	$I_{\text{тр}}$	8,02
Общепроизводственные и прочие расходы	$I_{\text{оп}}$	10,69
Итого	I_2	24 838,17

До модернизации количество вырабатываемой тепловой энергии в год составляло 14252 МВт [9]. Тогда себестоимость 1 МВт тепловой энергии, (10.6):

$$C_{\text{тэ}} = \frac{24838,17}{14252} = 1742 \text{руб./МВт.}$$

10.4 Оценка срока окупаемости модернизации водогрейной котельной

Срок окупаемости определяется по формуле (10.8):

$$T = \frac{K - K_{\text{ликв}}}{\Delta I}, \quad (10.8)$$

где K – капитальные затраты, тыс. руб.;

$K_{\text{ликв}}$ – продажа старого оборудования по ликвидационной стоимости;

ΔI – экономия текущих затрат, тыс. руб./год.

Ликвидационная стоимость демонтированного оборудования, (10.9):

$$K_{ликв} = m \cdot x, \quad (10.9)$$

где m – масса демонтируемого оборудования, кг [33];

x – стоимость нержавеющей стали за 1 кг оборудования [36].

$$K_{ликв} = 78 \cdot 63 = 4914 \text{ руб.}$$

Экономия текущих затрат вследствие модернизации котельной (10.10):

$$\Delta I = I_2 - I_1, \quad (10.10)$$

$$\Delta I = 24838,17 - 23163,4 = 1674,77 \text{ тыс.руб./год}$$

$$T = \frac{1107,37 - 4,914}{1674,77} = 0,7 \text{ года.}$$

Срок окупаемости модернизации составляет 0,7 года или 9 месяцев.

По результатам расчета можно сделать вывод, что модернизация водогрейной котельной завода ОАО «МиассЭлектроАппарат» г.Миасс является экономически эффективной, так как срок ее окупаемости не превышает 5 лет. Помимо небольшого срока окупаемости в ходе расчета было выявлено, что при эксплуатации модернизированной котельной уменьшатся годовые текущие затраты и себестоимость тепловой энергии, что повысит экономическую эффективность завода.

10.5 Модель ранжирования проблем теплоэнергетики

Ранжирование проблем позволяет выявить главную проблему энергетической эффективности путем оценки степени важности и срочности решения проблем.

Модель ранжирования проблем представлена на рисунке 10.1.

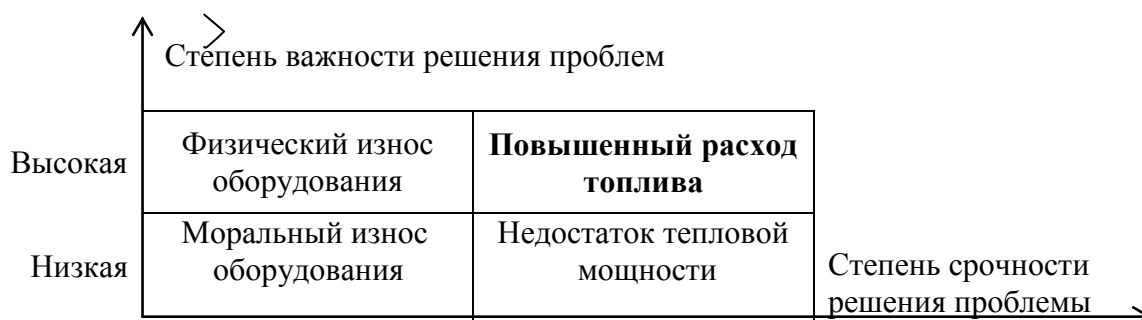


Рисунок 10.1 – Модель ранжирования проблем

Из модели ранжирования проблем видно, что основной проблемой предприятия является перерасход топлива, вследствие чего происходит переплата денежных средств за топливо.

10.6 Модель причинно-следственной диаграммы

Причинно-следственная диаграмма – инструмент, позволяющий разделить проблему на отдельные фрагменты, выявить и сгруппировать условия и факторы, влияющие на проблему, и провести причинно-следственный анализ. Цель построения диаграммы – соотнести причины с результатами (следствиями). [35]

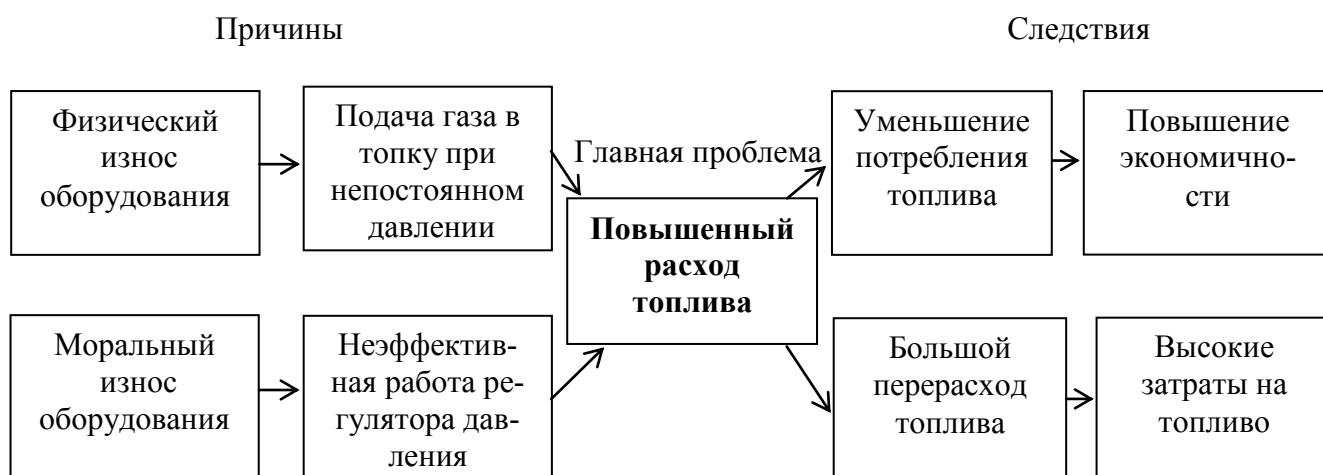


Рисунок 10.2 – Модель причинно-следственной диаграммы

10.7 Модель SWOT-анализа вариантов технических решений

SWOT-анализ позволяет выявить и структурировать сильные и слабые стороны, а также потенциальные возможности и угрозы рассматриваемых вариантов технических решений [18].

SWOT-анализ эксплуатации немодернизированной котельной представлен в таблице 10.5

Таблица 10.5 – SWOT-анализ эксплуатации немодернизированной котельной

S:	W:
1) Отсутствие капитальных затрат	1) Повышенный расход топлива
2) Неиспользование котлоагрегатов на полную мощность	2) Отсутствие необходимой тепловой мощности
	3) Малый срок межремонтного периода
O:	T:
1) Появление новых потребителей тепловой энергии	1) Рост цен на топливо
	2) Возможность утечки газа

SWOT-анализ эксплуатации модернизированной котельной представлен в таблице 10.6

Таблица 10.6 – SWOT-анализ эксплуатации модернизированной котельной

S:	W:
1) Отсутствие перерасхода топлива	1) Высокая стоимость оборудования
2) Увеличение тепловой мощности	2) Высокие затраты на разработку проекта
3) Увеличение межремонтного периода	
O:	T:
1) Использование существующего запаса мощности котельной	1) Рост цен на топливо
2) Появление новых потребителей тепловой энергии	

Проведя SWOT-анализ можно сделать вывод о том, что эксплуатация котельной после модернизации является целесообразным решением, так как будут решены все проблемы исходной котельной, при этом уменьшится количество возможных угроз и увеличится количество сильных сторон.

10.8 Дерево целей повышения энергетической эффективности

Дерево целей - структурная модель, показывающая соподчиненность и связь целей подразделений в иерархии управления.

Дерево целей представлено на рисунке 10.2

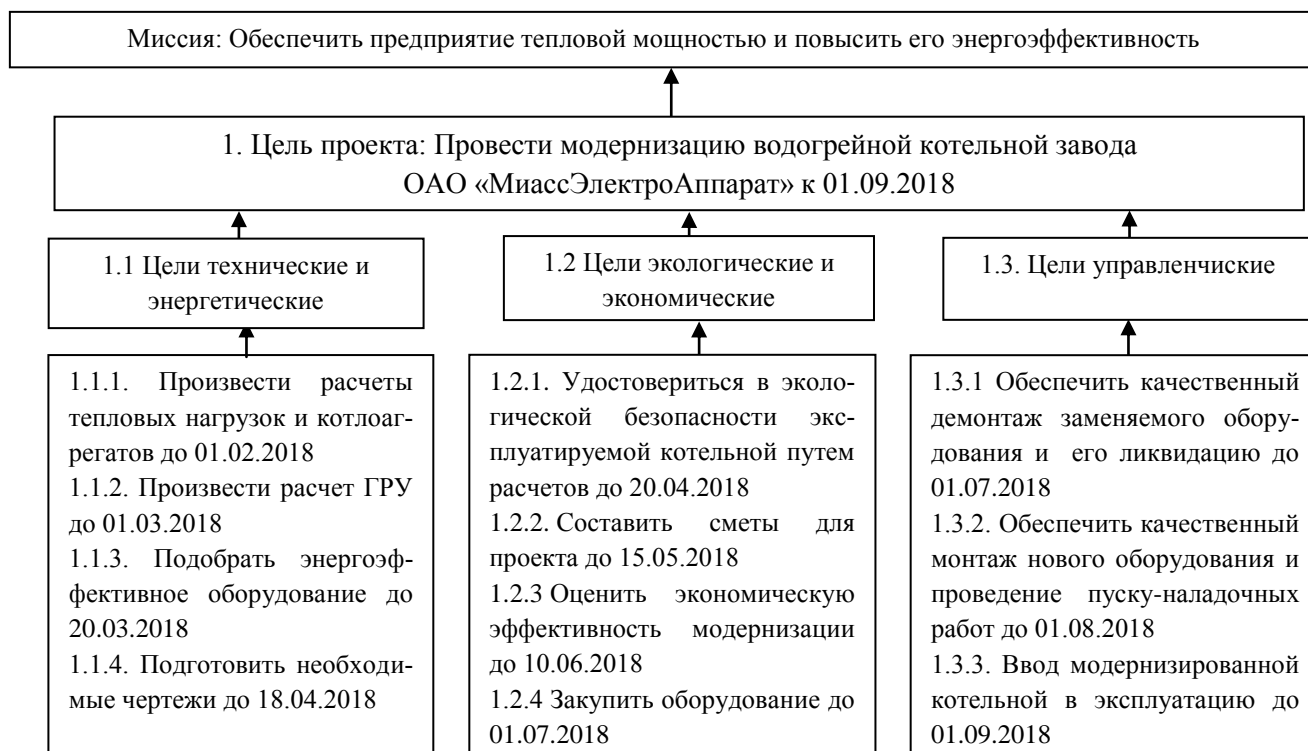


Рисунок 10.3 – Дерево целей повышения энергетической

10.9 График Ганта

Для наглядного демонстрация последовательности поставленных целей и протяженности реализации проекта можно использовать ленточный график - график Ганта – это гистограмма, которая используется для иллюстрации плана, графика работ по проекту. Данный график представлен на рисунке 10.4.

Работы по проекту	Исполнители (отделы)	Продолжительность 2018г								
		01	02	03	04	05	06	07	08	09
1	2	3								
1. Расчеты тепловых нагрузок и котлоагрегатов	Отделы проектирования	■								
2. Расчет ГРУ	Отделы проектирования		■							
3. Подбор энергоэффективного оборудования	Отделы проектирования			■						
4. Подготовка чертежей	Отделы проектирования				■					
5. Экологический расчет	Отделы проектирования					■				
6. Составление сметы проекта	Финансовый отдел					■	■			
7. Оценка экономической эффективности	Финансовый отдел						■	■		
8. Закупка оборудования и ожидание доставки	Финансовый отдел							■	■	
9. Демонтаж заменяемого оборудования	Монтажная группа								■	
10. Монтаж оборудования	Монтажная группа								■	■
11. Ввод котельной в эксплуатацию	Отдел главного энергетика									■

Рисунок 10.4 – План-график Ганта

10.10 Основные показатели энергетической и экономической эффективности

Для того, чтобы наглядно показать эффективность внедрения проекта модернизации модульной водогрейной котельной завода ОАО «МиассЭлектроАппарат», сведем основные показатели эффективности, рассчитанные в ВКР, в итоговую таблицу 10.7.

Таблица 10.7 – Основные показатели энергетической и экономической эффективности проекта

Наименование показателей	Единицы измерения	Изменения показателей	
		до	после
Показатели энергетической эффективности:			
1.Расход топлива	млн.м ³ /год	5,8	5,4
2.Вырабатываемая тепловая мощность	МВт/год	14252	16521,7
Показатели экономической эффективности:			
1.Капитальные затраты на реализацию проекта	тыс.руб	–	1187,87
2.Годовые текущие затраты	тыс.руб./год	24838,17	23163,40
3.Экономия текущих затрат	тыс.руб./год	–	1674,77
4.Себестоимость тепловой энергии	тыс.руб./год	1,742	1,402
5.Срок окупаемости	месяц	–	9

Из таблицы 10.7 видно, что после модернизации водогрейной котельной завода ОАО «МиассЭлектроАппарат» значительно сокращаются текущие затраты за счет уменьшения расхода топлива и увеличения сроков межремонтного оборудования ГРУ. Так же, благодаря установке дополнительной теплообменной мощности, значительно сокращается себестоимость тепловой энергии. В результате можно сделать вывод, что проект модернизации водогрейной котельной завода ОАО «МиассЭлектроАппарат» является экономически эффективным решением.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе предложен проект по модернизации модульной водогрейной котельной завода ОАО «МиассЭлектроАппарат». Проектом предлагается внести изменения в тепловую схему котельной путем установки дополнительного теплообменного аппарата и замены вспомогательного оборудования, а также заменить устаревшее и изношенное оборудование ГРУ на более современное с более высоким межремонтным периодом.

В ходе работы рассчитаны нагрузки на отопление, ГВС и вентиляцию, которые составляют $Q_{om}=4,737$ МВт, $Q_{гвс}=0,964$ МВт, $Q_{в}=1,455$ МВт соответственно. Таким образом суммарное потребление тепла составляет $Q_{общ}=7,156$ МВт.

По результатам расчета тепловых нагрузок приведен расчёт водогрейного жаротрубного трехходового котла с реверсивной топкой «SuperRAC 2910». В ходе расчета были получены значения температуры уходящих газов, которая составляет 152 °С, а также КПД котла, равное 97% , и расход топлива $B=0,088$ кг/с.

В работе приведен расчет тепловой схемы отопительной котельной, в котором определены расходы через котельные агрегаты. Для наиболее холодной пятидневки расход составит $9,47$ кг/с. Используя получившиеся значения были подобраны насосы на контур ГВС: насос рециркуляции системы ГВС, насос системы ГВС, а также насос подпитки марки Grundfos.

Для покрытия тепловых нагрузок предлагается установить дополнительный теплообменник, расчёт которого представлен в главе выбора вспомогательного оборудования. Для установки предлагается пластинчатый теплообменный аппарат «Alfa-laval М6» с расчетной поверхностью теплообмена $S=31,5$ м². Проект модернизации ГРУ подразумевает замену регулятора давления и газовых фильтров на более современные. По результатам расчетов предлагается установить два фильтра ФН 3-6 и два регулятора давления со встроенным ПЗК и сбросными клапанами.

Раздел экологии состоит из расчета допустимой концентрации вредных загрязняющих веществ в воздухе рабочей зоны. По результатам расчетов выявлено, что максимальная приземная концентрация окислов азота для зимнего и летнего периодов удовлетворяет нормативам.

Для рассматриваемой котельной разработана схема автоматизации, учитывающая отсутствие постоянного обслуживающего персонала.

В разделе Безопасности Жизнедеятельности были проанализированы «Опасные и вредные производственные факторы», а также описаны меры электробезопасности и пожарной безопасности.

В экономико-управленческой части рассмотрено два варианта эксплуатации модульной водогрейной котельной завода ОАО «МиассЭлектроАппарат»: до и после ее модернизации. Для сравнения вариантов произведен расчет капитальных и текущих затрат, а также срока окупаемости. По результатам расчетов было выявлено, что проект по модернизации котельной является экономически эффективным, т.к. срок окупаемости составляет менее 5 лет, а также происходит интенсивное уменьшение текущих затрат.

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.054.05 ПЗ				94

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 No5050 (226).

2 Санцевич, В.И. Блочно-модульная водогрейная котельная/ В.И. Санцевич.: Тетра-Системс, 2013.–64с.

3 ОАО «МиассЭлектроАппарат» – <http://www.miasselektroapparat.ru>.

4 ПС 7,68.000.010. Блочно-модульная котельная автоматизированная АБМК-ГС-7,68. – Челябинск: Изд-во ООО «Веста-Газ», 2016.

4 ГОСТ 30494-2011. Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещениях.–М.: Стандартинформ, 2013.–12 с.

5 Родионов, В. Г. Энергетика: проблемы настоящего и возможности будущего/ В. Г. Родионов. – М.: ЭНАС, 2010. – 352 с.

6 Жаротрубно-дымогарный водогрейный котел «SuperRaC 2910» официальный сайт – <http://ivar-industry.ru/products/water/superrac/superrac-2910>.

7 Жаротрубно-дымогарный водогрейный котел «Термотехник ТТ 100» SuperRaC 2910» официальный сайт – http://entroros.nt-rt.ru/images/manuals/TT100_teh.

8 Клименко, А.В. Промышленная теплоэнергетика и теплотехника. Справочник. (Теплоэнергетика и теплотехника; Кн.4). Под общей ред. Клименко, А.В. и Зорина, В.М. – М.: Издательство МЭИ, 2004.

9 СП 60.13330.2012. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха. Актуализированная редакция СНиП 41-01-2003 –М.: Минрегион России, 2012.

10 Соколов, Е.Я. Теплофикация и тепловые сети: учебник для вузов / Е.Я. Соколов. –9-е изд., стереот. –М.: Издательский дом МЭИ, 2009. –472 с.

11 Кириллов, В.В. Расчет тепловых схем источников теплоснабжения промышленных предприятий. Учебное пособие. –Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2004.

12 Тепловой расчёт котельных агрегатов; нормативный метод / коллектив авторов; под ред. Кузнецова и др. –2-е издание, перераб./ Репринт. –М.: ЭКОЛИТ, 2011. –296 с.

13 Лумми А.П., Мунц В.А. Расчет жаротрубно-дымогарного котла. – ГОУ ВПО УГТУ-УПИ, 2009. – 31 с.

14 Барановский, Н.В. Пластинчатые и спиральные теплообменники / Н.В. Барановский, Л.М. Коваленко, А.Р. Ястребенецкий. М.: Let Me Print, 2012.–288с.

15 ГОСТ 15518-87 «Аппараты теплообменные пластинчатые», 2004 –10с.

16 Каталог пластинчатых теплообменников Alfa-Laval – <https://www.alfalaval.ru>

17 Каталог насосов Grundfos – <https://www.ru.grundfos.com>

18 ГОСТ Р 54960-2012 Системы газораспределительные. Пункты газорегуляторные. Пункты редуцирования газа шкафные. Общие технические требования.

19 СНиП 42-01-2002 Газораспределительные системы

					13.03.01.2018.054.05 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

- 20 Фильтры газовые ФН – <http://www.termobrest.nt-rt.ru>.
- 21 Технические характеристики на фильтры газовые в стальном корпусе – <http://termobrest.ru/sitefiles>.
- 22 Характеристика природного газа – <http://www.tsuab.ru/ru>.
- 23 Каталог регуляторов давления со встроенным ПЗК – <http://tartarini.nt-rt.ru>.
- 24 Фрог Б.Н. Водоподготовка. – М.: МГУ, 2001. – 680 с.
- 25 Система Комплексон – <http://www.medical-enc.ru/10/kompleksony.shtml>
- 26 Бейнарович, В.А. Основы автоматики и системы автоматического управления: Учебник для вузов. 3-е изд., перераб. и доп. – Томск: В-Спектр, 2012.
- 27 Булкин, А.Е. Автоматическое регулирование энергоустановок / А.Е. Булкин: МЭИ, 2016. — 508 с
- 28 Грибанов, А.И. Очистка дымовых газов. / А.И. Грибанов. Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2006. –51 с.
- 29 Грибанов А.И. Расчёт дымовой трубы / А.И.Грибанов. –Челябинск: ЮУрГУ, 2008. –22 с.: ил.
- 30 ГОСТ 12.0.002 – 80. " Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы ",2018.
- 31 СанПин 2.2.4.548 – 96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
- 32 ГОСТ 12.1.005 – 88 ССБТ Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
- 33 Безопасность жизнедеятельности: учебник / Э.А. Арустамов, А.Е. Волощенко, Г.В. Гуськов и др.–15-е изд., перераб. и доп.–М.: Издательско-торговая корпорация "Дашков и К", 2009. –450 с.
- 34 ГОСТ 12.1.007 – 76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
- 35 СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение. Нормы проектирования.
- 36 ГОСТ 12.1.012 – 96 Вибрационная безопасность. Общие требования.
- 37 ГОСТ 12.1.003 – 83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
- 38 СН 3223 – 85 Санитарные нормы уровней шума на рабочих местах.
- 39 ГОСТ 12.1.005 – 88 ССБТ. Санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
- 40 СанНиП 2.2.4.548 – 96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
- 41 ГОСТ 12.1.004. 91 ССБТ. Пожарная безопасность.Общие требования.
- 42 Алабугин, А.А. Экономико-управленческая часть выпускных квалификационных работ для направления подготовки «Теплоэнергетика и теплотехника»: учебное пособие для бакалавров и магистрантов / А. А. Алабугин, Р.А. Алабугина. Ответственный редактор А.А. Алабугин – Челябинск: Издательский центр ЮУр-ГУ, 2018. – 44 с.
- 43 Алабугина, Р.А. Выпускная квалификационная работа: структура, требования к оформлению и нормоконтролю: методические указания / Р.А. Алабугина. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2017. – 43 с.

					<i>Лист</i>
<i>13.03.01.2018.054.05 ПЗ</i>					
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	96

44 Разработка проекта модернизации – <http://www.rosteplo.ru>.

45 Демонтажные работы – <http://lom174.ru>.

46 Монтажные работы – <http://www.rmgas-invest.ru>.

47 Транспортная компания «ПЭК» – <https://pocom.ru>.

					<i>13.03.01.2018.054.05 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		97