

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

ВЫПУСКНАЯ  
КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА  
ПРОВЕРЕНА  
Рецензент,  
Начальник ПТО, ООО «ЗЭМЗ-Энерго»  
\_\_\_\_\_ Г.Э. Арзиани  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 2019 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ  
Заведующий кафедрой  
«Промышленная теплоэнергетика»,  
к.т.н., доцент  
\_\_\_\_\_ К.В. Осинцев  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 2019 г.

**Модернизация ЦЭС ООО «ЗЭМЗ-Энерго» г. Златоуст  
Челябинской области путем установки дополнительного парового котла  
БЭМ-25/4,0-440**

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА  
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ БАКАЛАВРА  
ЮУрГУ-13.03.01.2019.088.04.ПЗ ВКР

Консультант по разделу  
«Безопасность жизнедеятельности»,  
к.т.н., доцент  
\_\_\_\_\_ И.П. Палатинская  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 2019 г.

Руководитель работы,  
к.т.н., доцент  
\_\_\_\_\_ С.В. Пашнин  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 2019 г.

Консультант по разделу  
«Экономика и управление»,  
старший преподаватель  
\_\_\_\_\_ Р.А. Алабугина  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 2019 г.

Автор работы,  
студент группы П-480  
\_\_\_\_\_ А.Д. Иванова  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 2019 г.

Нормоконтроллер,  
старший преподаватель  
\_\_\_\_\_ Р.А. Алабугина  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 2019 г.

Челябинск 2019

## АННОТАЦИЯ

Иванова А.Д. Модернизация ЦЭС ООО «ЗЭМЗ-Энерго» г. Златоуст Челябинской области путем установки дополнительного парового котла БЭМ-25/4,0-440. – Челябинск: ЮУрГУ, ПИ, Э; 2019, 79 с., 4 ил., библиогр. список – 50 наим., 5 листов чертежей ф.А1, 2 демонстрационных листа ф.А1.

В выпускной квалификационной работе предлагается модернизации котельного оборудования путем установки дополнительного парового котла марки БЭМ-25/4,0-440.

Рассмотрен альтернативный вариант замены одного парового котла ДКВР-20/13 и в ходе технических расчетов обоснован выбор одного парового котла.

Выпускная квалификационная работа состоит из вводной части, девяти глав, заключительной главы и главы библиографического списка. В вводной главе рассмотрены вопросы энергетической эффективности данного проекта, задачи и цели выпускной квалификационной работы.

В главе номер один рассматривается актуальность замены парового котла на другой, более производительный котел БЭМ-25/4,0-440. Глава номер два посвящена сравнению двух котельных агрегатов. Глава номер три состоит из теплового расчета котла БЭМ-25/4,0-440.

Глава номер четыре посвящена разработке путей энергосбережения. Глава пять посвящен разработке технологического решения. В главе номер шесть описываются системы автоматизации. В главе номер семь рассмотрены вопросы экологии и сделан расчет дымовой трубы. Восьмая глава включает в себя безопасность охраны труда при работе на котельной. В девятой главе рассмотрена экономическая и управленческая часть выпускной квалификационной работы. В заключительной главе сделаны выводы по теме выпускной квалификационной работы.

Произведен выбор исполнительных механизмов (котла, теплообменников).

В разделе технических решений предлагается дополнительная установка теплообменников ПСВ-200-7-15.

Основные расчёты содержатся в 9 разделах дипломной работы. Рассмотрены вопросы экологии и безопасности жизнедеятельности при работе с теплоэнергетическим оборудованием, была разработана схема автоматизированного подхвата пылеугольного факела котельного агрегата.

Графическая часть выполнена с применением AutoCAD – системы автоматизированного проектирования на 7 листах формата А1.

					<i>13.03.01.2019.090.07 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		3

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 АКТУАЛЬНОСТЬ МОДЕРНИЗАЦИИ ООО «ЗЭМЗ-ЭНЕРГО» ПУТЕМ УСТАНОВКИ ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО ПАРОВОГО КОТЛА.....	8
2 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ.....	10
3 МОДЕРНИЗАЦИЯ КОТЕЛЬНОЙ ООО «ЗЭМЗ-ЭНЕРГО».....	12
3.1 Характеристика котельного агрегата БЭМ-25/4,0-440 .....	12
3.2 Тепловой расчет котла БЭМ-25/4,0-440 .....	12
3.2.1 Определение присосов воздуха .....	12
3.2.2 Расчет горения топлива .....	13
3.2.3 Расчет энтальпий воздуха и продуктов сгорания .....	16
3.2.4 Расчёт теплового баланса .....	17
3.2.5 Тепловой расчет топки .....	19
3.2.6 Расчет конвективного пучка .....	24
3.2.7 Расчет водяного экономайзера.....	27
3.2.8 Расчет невязки теплового баланса .....	32
4 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	34
5 ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ .....	37
5.1 Описание теплообменного аппарата типа ПСВ-200-7-15 .....	37
6 КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ И АВТОМАТИКА .....	44
6.1 Общие положения.....	44
6.2 Обоснование необходимости контроля, регулирования и сигнализации автоматических параметров.....	45
6.3 Контрольно-измерительные приборы (КИП) .....	47
6.4 Автоматика безопасности .....	48
6.5 Описание схемы автоматизации .....	48
7 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ .....	55
8 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	61
8.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов, воздействующих на оператора котельной.....	61
8.2 Безопасность производственных процессов и оборудования.....	62
8.3 Требования охраны труда, предъявляемые к эксплуатации топливно- энергетического хозяйства.....	63
8.4 Электробезопасность.....	64
9 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ.....	67
9.1 Расчет капитальных затрат .....	67
9.2 Расчет текущих затрат.....	68
9.2.1 Расчет текущих затрат до модернизации.....	68
9.2.2 Расчет текущих затрат после модернизации .....	70

									Лист
									4
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2019.090.07 ПЗ ВКР				

9.3 Оценка эффективности модернизации котельной .....	71
9.4 Модель SWOOT-анализа вариантов технических решений .....	72
9.4 Оценка движущих и сдерживающих факторов изменения .....	74
9.5 Планирование целей в дереве целей .....	76
9.6 График Ганта .....	77
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	78
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК .....	79
ПРИЛОЖЕНИЯ	
ПРИЛОЖЕНИЕ А. График Ганта .....	80

					<i>13.03.01.2019.090.07 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		5

## ВВЕДЕНИЕ

В современном мире люди стремятся решить одну из самых главных проблем - экономичное использование природных ресурсов.

Поэтому в энергетике очень часто возникает вопрос, связанный с энергосбережением тепловых источников.

Основным назначением любой котельной является обеспечение потребителей необходимым количеством теплоносителя требуемых параметров.

Котельные на предприятии должны отвечать высоким требованиям и обеспечивать бесперебойное и качественное теплоснабжение потребителей.

На сегодняшний день производственно-отопительная котельная оснащена разнообразными тепломеханическими установками и оборудованием с развитой сетью паропроводов, трубопроводов, проводов питательной и сырой воды, дренажей и конденсатопроводов. Основным источником теплоснабжения является котельный агрегат, кроме него на котельной устанавливают пароводяные подогреватели горячей и сетевой воды на нужды отопления, так же для подогрева холодной воды и удаления тепловых выбросов устанавливают водоводяные теплообменники.

Чтобы достичь требуемого качества воды на предприятии устанавливают деаэратор и оборудование химводоочистки. С помощью питательных и циркуляционных насосов, дутьевых вентиляторов и дымососов происходит перемещение потоков вода, воздуха, который требуется для горения топлива и продуктов сгорания.

Для надёжной и безаварийной работы котельной насосы и тягодутьевые устройства должны быть снабжены современными схемами электропривода, а её оборудование оснащено системами автоматизации. При расчете тепловой схемы котельной для каждого потребителя определяют требуемый расход воды или пара, расход теплоносителя на восполнение утечек и рассчитывают необходимую производительность химводоочистки. По результатам расчета тепловой схемы выбирается тип и количество котлоагрегатов. другого теплообменного оборудования, производительность и мощность насосов и тягодутьевых устройств.

Надежность и экономичность системы теплоснабжения напрямую зависит от качества работы котлов и вспомогательного оборудования, а также всей системы в целом. Всего этого можно достичь путем совершенствования энергохозяйства предприятия, использования вторичных ресурсов, экономии топливных запасов.

Выделяют несколько основных вариантов экономичного расхода газового топлива:

Модернизация котельного оборудования и тепловых схем;

Установка дополнительного оборудования, которое способствует повышению КПД котельного агрегата;

Выбор и проведение энергосберегающих мероприятий

					13.03.01.2019.090.07 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		6

В котельном цехе предприятия «ЗЭМЗ» находятся в эксплуатации котлы ДКВР - 20/13№1 и №2 Бийского котельного завода. В настоящее время фундаменты данных котлов находятся в неудовлетворительном состоянии-наличие продольных и поперечных трещин шириной от 5 до 20мм, глубиной до 0,5м.

Поэтому требуется полная замена данных котлов. Требуется провести ремонт котлов.

Котел ДКВР-20/13 №1 в эксплуатации с 1970 года, а котел ДКВР-20/13 №2 в эксплуатации с 1971 года.

В сумме среднегодовой КПД котлов составляет 84%.

В выпускной квалификационной работе предлагается демонтаж котлов №1 и №2 с установкой нового парового котла БЭМ-25/4,0-440 со среднегодовым КПД 94,5%.

Так же предполагается работа данного котла на турбину ПР-6-35/10/5.

Установка данного котла позволит сократить ежегодные расходы на топливо и создаст резервные производственные мощности для выработки электроэнергии.

Целью работы является повышение производительности котельной «ЗЭМЗ-Энерго» путем установки дополнительного парового котла БЭМ-25/4,0-440

Задачи:

- изучение существующего на предприятии оборудования;
- определение тепловых нагрузок на нужды предприятия и районов, которые отапливает ЦЭС «ЗЭМЗ-Энерго»
- произвести необходимые расчеты;
- рассмотрение способов повышения энергоэффективности котельного агрегата;
- изучение экономической выгоды разрабатываемого проекта;
- оценка эффективности котельной после модернизации;
- анализ вопросов безопасности жизнедеятельности при работе с новым котельным оборудованием.

Выполнение данных задач позволит разработать проект для повышения мощности работы ЦЭС «ЗЭМЗ-Энерго».

					<i>13.03.01.2019.090.07 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		7

# 1 АКТУАЛЬНОСТЬ МОДЕРНИЗАЦИИ ООО «ЗЭМЗ-ЭНЕРГО» ПУТЕМ УСТАНОВКИ ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО ПАРОВОГО КОТЛА

В наше время каждое предприятие стремится стать ведущим по выпуску продукции в своей области. Для достижения поставленных целей специальным отделом разрабатываются проекты по улучшению качества выпускаемой продукции предприятием. Организация ООО «ЗЭМЗ-Энерго» в своем проекте по завершению повышения паропроизводительности предусматривает модернизацию котельной путем установки дополнительного парового котла с заменой физически изношенного, морально устаревшего и мало экономичного парового котла ДКВР 20/13.

Модернизация котельной - это полная или частичная замена изношенного котельного оборудования на новое, техническое совершенствование теплового источника, оптимизация работы систем в целях повышения эффективности работы установки, снижения эксплуатационных затрат и приведения котельной в полное соответствие современным требованиям.

Многие котельные до сих пор работают на твердом или жидком топливе, при наличии возможности использования природного газа в качестве топлива. Кроме того, сами котлы, горелочное, насосное, теплообменное оборудование, автоматика и химводоочистка таких котельных морально и физически устарели. Они не отвечают современным требованиям, как по своей конструкции, так и по своим техническим требованиям, в том числе энергосбережение. Расчетный срок эксплуатации такого оборудования (при условии полного соблюдения правил и норм технического обслуживания) составляет 20-25 лет, тогда как оборудование эксплуатируется гораздо дольше, зачастую без соблюдения рекомендаций завода-изготовителя.

Все это приводит к частым поломкам, повышенным затратам на ремонт с заменой отдельных узлов и деталей и, как следствие, к повышению тарифов на отпускаемое тепло и ГВС. Поэтому с каждым годом наиболее актуальным становится комплексная работа по модернизации котельной.

Своевременная модернизация котельной, котельного оборудования и здания котельной существенно повышает тепловую эффективность объекта, а также напрямую влияет на количество полезного тепла, которое котельная способна вырабатывать. Вместе с этим в результате модернизации повышается надежность всего оборудования, уменьшаются затраты на закупку энергоносителей на водоподготовку. Вовремя проведенная модернизация котельной улучшает качество услуг при снабжении теплом потребителей и помогает сократить величину вредных выбросов в атмосферу, то есть увеличивается уровень экологической безопасности объекта. Так же модернизация поможет предотвратить аварии, связанные с устаревшими котлами.

Энергетическая эффективность котельных, которые были построены еще в советскую эпоху, падает год от года. Оборудование требует обновления.

					13.03.01.2019.090.07 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

Модернизация котельной - гарантия стабильной работы оборудования даже в само холодное время года. К типовым этапам модернизации относят замену (оптимизацию) устаревших котельных агрегатов, для повышения теплопроизводительности котельной.

Котлы ДКВР 20/13 в течение многих лет выпускались и до сих пор выпускаются Бийским котельным заводом и были основным типом промышленных паровых котлов, они могут работать и при давлении ниже атмосферного - под вакуумом, но при этом наблюдается унос котловой воды с паром, что приводит к ухудшению качества пара. Данная проблема приводит к зарастанию солями паровой арматуры, неустойчивому уровню в водоуказательных стеклах, а иногда и гидравлические удары в паропроводах. У котлов ДКВР 20/13 при повышенных нагрузках водный режим недостаточной устойчив.

Так же в ходе обследования этих котлов выяснились такие повреждения как: трещины-надрывы на внутренней и наружной поверхности обечаек и днищ, трещины-надрывы вокруг трубных отверстий на внутренней поверхности барабанов и на цилиндрической поверхности трубных отверстий. В связи с этим и другими недостатками возникла необходимость замены котла ДКВР.

Главной причиной выбора котла БЭМ-25/4,0-440 является более высокий КПД чем у котлов ДКВР при работе на газе, так же планируемое увеличение количества выпускаемой продукции повлечет за собой открытие новых складов и цехов, которые нужно будет обеспечить горячей производственной водой, паром для технологических нужд, горячим водоснабжением, отоплением и вентиляционной нагрузки.

В ходе изучения научно-технической литературы связанной с котельными агрегатами и их эксплуатацией, а так же учитывая накопленный обслуживающего и управляющего персонала котельной, многолетний опыт эксплуатации ранее установленных котлов серии ДЕ, а так же простоту и скорость их монтажа, было принято решение об установке котла БЭМ-25/4,0-440 вместо изношенного практически дважды выработавшего свой ресурс котла ДКВР 20/13 ГМ.

					<i>13.03.01.2019.090.07 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
						9
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



## 2 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ

В наше время существует огромное количество котельного оборудования, поэтому существует большая конкуренция. Ежегодно специалисты проектируют и создают новые котельные агрегаты, которые превосходят друг друга по многим параметрам. Диапазон цен огромный, поэтому перед нами стоит задача выполнения сравнительного анализа котельных агрегатов требуемой мощности, от разных производителей. Произведем сравнение парового котла БЭМ-25/4,0-440 производитель ООО «Белэнергомаш-БЗЭМ». и зарубежный паровой котел SZS25-1.6-Y (Q). Сравнительный анализ оборудования представлен в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Сравнительный анализ оборудования

Технические характеристики	Марка котла	
	БЭМ-25/4,0-440	SZS25-1.6-Y (Q)
Паропроизводительность, т/ч	25	25
Вид топлива	газ/жидкое топливо	газ/жидкое топливо
Давление пара, МПа	4,0	1,6
Температура перегретого пара (номинал.), °С	440 380	340 290
На газе		
На мазуте		
Расход газа, кг/ч	2085	3418,8
Температура питательной воды, °С	105	104
Коэффициент полезного действия котла, %	94,5	92

Котел БЭМ-25/4,0-440 имеет более высокий коэффициент полезного действия по сравнению с зарубежным аналогом.

Так же проблемы в работе с котлом SZS25-1.6-Y (Q) состоят в том, что у данного котельного агрегата давление пара ниже и температура перегретого пара значительно ниже, чем у отечественного аналога.

Расход газа зарубежного котельного агрегата превышает расход газа у котла БЭМ-25/4,0-440, что приведет к увеличению затрат на производство пара.

					13.03.01.2019.090.07 ПЗ ВКР	Лист
						10
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Все вышперечисленные факторы свидетельствуют о том, что наиболее выгодным вариантом является установка парового котла БЭМ-25/4,0-440.

					<i>13.03.01.2019.090.07 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>11</i>

### 3 МОДЕРНИЗАЦИЯ КОТЕЛЬНОЙ ООО «ЗЭМЗ-ЭНЕРГО»

#### 3.1 Характеристика котельного агрегата БЭМ-25/4,0-440

Котельный агрегат БЭМ-25/4,0-440 работает на природном газе, резервное топливо мазут на тепловых электростанциях, которые оснащены теплофикационными турбинами.

Котельный агрегат предназначен для выработки перегретого пара, который используется для технологических, хозяйственных и бытовых нужд. Данный котел водотрубный с естественной циркуляцией, газоплотный, двухходовой по газам, рассчитан на работу под разряжением.

Имеет два барабана, топку и конвективный газоход, в котором расположены два С-образных конвективных пучка и 2 пакета змеевиков пароперегревателя составляют основной блок котла.

#### 3.2 Тепловой расчет котла БЭМ-25/4,0-440

Произведем тепловой поверочный расчет котельного агрегата типа БЭМ-25/4,0-440.

Данный расчет выполняют для существующего котельного агрегата по уже имеющимся конструктивным характеристикам. По результату поверочного расчета мы получаем исходные данные, которые потребуются для выбора вспомогательного оборудования.

Котёл БЭМ-25/4,0-440 паропроизводительностью 25 т/ч вырабатывает насыщенный пар с рабочим абсолютным давлением  $P = 4$  МПа. Питательная вода поступает при температуре  $t_{гв} = 105^\circ\text{C}$ . Котёл оборудован индивидуальным экономайзером системы ВТИ БВЭС-IV-I. Непрерывная продувка котла составляет 5%. Основное топливо на котельной - природный газ.

Характеристика топлива:

$\text{CH}_4$  - 96,1%;  $\text{C}_2\text{H}_6$ -1,86% ;  $\text{C}_3\text{H}_8$  - 0,477%;  $\text{C}_4\text{H}_{10}$ - 0,072%

$\text{C}_5\text{H}_{12}$  (и более тяжёлые) - 0,00076%;  $\text{N}_2$ -1,22%;  $\text{CO}_2$ -0,2%

Теплота сгорания низшая сухого газа:

$$Q_n^p = 36700 \text{ кДж/м}^3$$

Плотность газа при  $0^\circ\text{C}$  и 760 мм.рт.

$$\rho_g = 0,758 \text{ кг/м}^3$$

##### 3.2.1 Определение присосов воздуха

Расчет парогенератора выполняем по нормативному методу расчета.

По данным расчетным характеристикам камерных топок и нормативных значений присосов воздуха в газоходах выбираем коэффициент избытка воздуха

					13.03.01.2019.090.07 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

на выходе из топки и находим расчетные коэффициенты избытка воздуха в газоходах  $\alpha''$ . По вычисленным данным мы составляем таблицу Результаты расчетов 3.1.

Таблица 3.1 – Присосы воздуха по газоходам Да и расчетные значения коэффициентов избытка воздуха в газоходах

Участки газового тракта	$\Delta\alpha$	$\alpha''$
Топка	0,05	1,1
Конвективный пучок	0,05	1,15
Экономайзер	0,08	1,23

### 3.2.2 Расчет горения топлива

Выполняем расчет горения топливной смеси по нормативной методике расчета[9]. Данные расчета энтальпии в зависимости от температуры продуктов сгорания заносим в таблицу 4.2.

Рассчитываем теоретический объем воздуха, необходимый для 1 кг топлива по формуле (4.21):

$$V = 0.0476[0,5 \cdot CO + 0,5 \cdot H + 1,5 \cdot HS + (m + 0,25n)CH - O] \quad (3.1)$$

где  $m$  – число атомов углерода;

$n$  – число атомов водорода.

$$V = 0,0476 \cdot (2 \cdot 96,1 + 3,5 \cdot 1,86 + 5 \cdot 0,477 + 6,5 \cdot 0,072 + 8 \cdot 0,00076) = 9,59$$

Определяем теоретические объемы продуктов сгорания топлива по формулам (4.22) – (4.24):

Объем двухатомных газов (4.22).

$$V_{N_2}^0 = 0,79V_B^0 + 0,01N^P \quad (3.2)$$

$$V_{N_2} = 0,79 \cdot 9,59 + 0,01 \cdot 1,22 = 7,59$$

Теоретический объем двухатомных газов равен теоретическому объёму азота. Объем трехатомных газов (4.23).

$$V_{RO_2} = 0,01 \cdot (CO_2 + CO + H_2S + \sum_m C_m H_n) \quad (3.3)$$

$$V_{\text{н}} = 0,01 \cdot (0,2 + 96,1 + 1,86 \cdot 2 + 0,477 \cdot 3 + 0,072 \cdot 4 + 0,00076 \cdot 5) = 1,(\text{м}^3/\text{кг}.$$

Объем водяных паров (4.24).

$$V_{H_2O}^0 = 0,01 \cdot (H_2S + H_2 + \sum 0,5 \cdot H_n + 0,124 \cdot d_{\Gamma.ТЛ}) + 0,0161 \cdot V^0 \quad (3.4)$$

где  $d_{\Gamma.ТЛ}$  – влагосодержание топлива, отнесенное к 1 м<sup>3</sup> сухого газа (г/м<sup>3</sup>);

$$V_{H_2O}^0 = 0,01 \cdot (H_2S + H_2 + \sum 0,5 \cdot H_n + 0,124 \cdot d_{\Gamma.ТЛ}) + 0,0161 \cdot V^0$$

Найдем реальные объемы продуктов сгорания топлива по формулам (3.5) – (3.7):

Объем двухатомных газов (для топки  $\alpha = 1,1$ ) (3.5).

$$V_{N_2} = V_{N_2}^0 + (\alpha - 1) \cdot V^0 \quad (3.5)$$

$$V_{N_2} = 7,697 + (1,1 - 1) \cdot 9,732 = 8,7 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Объем водяных паров (для топки  $\alpha = 1,1$ ) (4.26).

$$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,016 \cdot (\alpha - 1) \cdot V^0 \quad (3.6)$$

$$V_{H_2O} = 2,184 + 0,016 \cdot (1,1 - 1) \cdot 9,732 = 2,2 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Общий объем продуктов сгорания (для топки  $\alpha = 1,1$ ) (4.7).

$$V_{\Gamma} = V_{RO_2} + V_{N_2} + V_{H_2O} \quad (3.7)$$

$$V_{\Gamma} = 1,038 + 8,7 + 2,2 = 11,938 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

По полученным результатам производим расчет реальных продуктов сгорания для котла БЭМ-25/4,0-440.

Для того чтобы найти реальные объемы продуктов сгорания определим объемные доли трехатомных газов по формулам (3.8) – (3.10):

					13.03.01.2019.090.07 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

$$r_{RO_2} = \frac{V_{RO_2}}{V_{\Gamma}} \quad (3.8)$$

$$r_{RO_2} = \frac{1,038}{11,938} = 0,087$$

$$r_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{V_{\Gamma}} \quad (3.9)$$

$$r_{H_2O} = \frac{2,2}{11,938} = 0,184$$

$$r_n = r_{RO_2} + r_{H_2O} \quad (3.10)$$

$$r_n = 0,087 + 0,184 = 0,271$$

Найдем реальные объемы продуктов сгорания для остальных участков котла и сведем полученные данные в таблицу 3.2

Таблица 3.2– Характеристика продуктов сгорания в поверхностях нагрева

Величина	Единиц	Газоходы		
		Топка	Конвективный учок	Экономайзе
Расчетный коэффициент збытка воздуха в газоходе	-	1,1	1,125	1,19
1	2	3	4	5
$V_{RO_2}$	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	1,038	1,038	1,038
$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,016 \cdot (\alpha - 1) \cdot V^0$	-//-	8,7	8,91	9,5
$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,016 \cdot (\alpha - 1) \cdot V^0$	-//-	2,2	2,203	2,213
$V_{\Gamma} = V_{RO_2} + V_{N_2} + V_{H_2O}$	-//-	11,93	12,151	12,751
$r_{RO_2} = \frac{V_{RO_2}}{V_{\Gamma}}$	-//-	0,087	0,085	0,081
$r_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{V_{\Gamma}}$	-//-	0,184	0,181	0,174
$r_n = r_{RO_2} + r_{H_2O}$	-//-	0,271	0,266	0,254

### 3.2.3 Расчет энтальпий воздуха и продуктов сгорания

Энтальпий продуктов сгорания определяем по формулами (3.11) – (3.14):

$$I_B^0 = V^0 \cdot (ct)_B \quad (3.11)$$

$$I_{RO_2}^0 = V_{RO_2}^0 \cdot (ct)_{RO_2} \quad (3.12)$$

$$I_{N_2}^0 = V_{N_2}^0 \cdot (ct)_{N_2} \quad (3.13)$$

$$I_{H_2O}^0 = V_{H_2O}^0 \cdot (ct)_{H_2O} \quad (3.14)$$

После удельные энтальпии воздуха  $(ct)_B$ , трехатомных газов  $(ct)_{RO_2}$ , азота  $(ct)_{N_2}$  и водяных паров  $(ct)_{H_2O}$  определяем в интервале температур от 100 до 2200°C [40].

Результаты расчетов энтальпии теоретического объема воздуха и продуктов сгорания топлива сведем в таблицу 4.6.

Таблица 3.9 – Энтальпия теоретического объема воздуха и продуктов сгорания, кДж/кг

$v, ^\circ C$	$I_B^0 = V^0(ct)_B$	$I_{RO_2} = V_{RO_2}(cv)_{RO_2}$	$I_{N_2}^0 = V_{N_2}^0(cv)_{N_2}$	$I_{H_2O}^0 = V_{H_2O}^0(cv)_{H_2O}$	$I_\Gamma^0 = I_{R_2O}^0 + I_{N_2}^0 + I_{H_2O}^0$
30	380	-	-	-	-
100	1285	175	1000	329	1504
200	2589	371	2001	664	3036
300	3922	580	3017	1011	4608
400	5275	801	4056	1367	6224
500	6657	1034	5111	1734	7879
600	8078	1268	6188	2112	9568
700	9528	1517	7281	2505	11303
800	10997	1769	8413	2916	13098
900	12467	2025	9567	3328	14920
1000	13975	2286	10730	3767	16783
1100	15523	2550	11892	4206	18648
1200	17070	2820	13046	4654	20520
1400	20204	3363	15463	5587	24413

Результаты расчетов энтальпии продуктов сгорания в газоходах сведем в таблицу 3.4.

Таблица 3.4 – Энтальпия продуктов сгорания в газоходах

$t, ^\circ\text{C}$	$I_B^0$	$I_G^0$	Участки газового тракта					
			Топка ( $\alpha = 1,1$ )		Конвективные пучок ( $\alpha = 1,15$ )		Экономайзер ( $\alpha = 1,23$ )	
			$I$	$\Delta I$	$I$	$\Delta I$	$I$	$\Delta I$
100	1285	1504					1800	1831
200	2589	3036					3631	1879
300	3922	4608					5510	1927
400	5275	6224			7015	1861	7437	1973
500	6657	7879			8876	1904	9410	
600	8078	9568			1078	1952		

Продолжение таблицы 3.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
700	9528	11303			1273	2016		
800	10997	13098	14198	1969	1474	2042		
900	12467	14920	16167	2014	1679	2089		
1000	13975	16783	18181	2019	1887	2097		
1100	15523	18648	20200	2027	2097	2105		
1200	17070	20520	22227	4206	2308			
1400	20204	24413	26433	4250				

### 3.2.4 Расчёт теплового баланса

После определения необходимого количества воздуха, состава и объемов продуктов сгорания, энтальпии дымовых газов проводится расчет теплового баланса парогенератора [40]. Он выражает количественное отношение между поступившей в агрегат, называемой располагаемой теплотой топлива и суммой полезно использованной теплоты  $q_1$  и тепловых потерь  $q_2, q_3, q_4, q_5, q_6$ .

Целью теплового расчета является определение всех потерь теплоты и на основании этого вычисление КПД котельного агрегата и расхода топлива (табл. 3.5).

Таблица 3.5 – Расчет теплового баланса парогенератора и расход топлива



Наименование	Обозначение	Расчетная формула, способ определения	Единица	Расчет
1	2	3	4	5
Располагаемая теплота топлива	$Q_p^p$	$Q_n^p = Q_p^h$	кДж/м <sup>3</sup>	36700
Потеря теплоты от химической неполноты Сгорания топлива	$q_3$	По табл. 4-5 [40]	%	0,5
Потеря от Механической неполноты сгорания топлива	$q_4$	По табл. 4-5	%	0
Температура уходящих газов	$t_{yx}$	По паспортным данным парогенератора	°С	150

Продолжение таблицы 3.5

1	2	3	4	5
Энтальпия уходящих газов	$I_{yx}$	По 1t- таблице	кДж/м <sup>3</sup>	2270
Температура воздуха	$t_{x.в.}$	Из условий работы котельной	°С	30
Энтальпия воздуха в котельной	$I_{x.в.}^0$	По 1t - таблице	кДж/м <sup>3</sup>	380
Потеря теплоты с уходящими газами	$q_2$	$\frac{(I_{yx} - \alpha_{yx} I_{x.в.}^0)(100 - q_4)}{Q_p^p}$	%	$\frac{(2270 - 1,23 \cdot 380) \cdot 100}{36700} = 4,9$
Потери теплоты от наружного охлаждения	$q_5$	По рис.3-1	%	0,8
Сумма тепловых потерь	$\sum q$	$q_2 + q_3 + q_4 + q_5$	%	4,9 + 0,5 + 0,8 = 6,2
КПД парогенератора	$\eta_{пр}$	$100 - \sum q$	%	100 - 6,2 = 93,8
Коэффициент сохранения теплоты	$\varphi$	$1 - \frac{q_5}{\eta_{н2} + q_5}$	-	$1 - \frac{0,8}{93,8 + 0,8} = 0,99$

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

13.03.01.2019.090.07 ПЗ ВКР

Лист

18

Паропроизводительность агрегата	$D$	По паспортным данным парогенератора	кг/с	6,9
Давление пара в барабане	$P_6$	По паспортным данным парогенератора	МПа	1,4
Температура насыщенного пара	$t_{n.п.}$	По паспортным данным парогенератора	°С	440
Температура питательной воды	$t_{n.в.}$	По паспортным данным парогенератора	°С	105
Удельная энтальпия насыщенного пара	$I_{n.п.}$	По табл. VI-8	кДж/м <sup>3</sup>	2788
Удельная энтальпия питательной воды	$I_{n.в.}$	По табл. VI-6	кДж/м <sup>3</sup>	336,1
Значение продувки	$P$	По выбору	%	3

Окончание таблицы 3.5

1	2	3	4	5
Полезно используемая теплота в агрегате	$Q_{n.г.}$	$D(i_{n.п.} - i_{n.в.}) + D \cdot \frac{P}{100} (I_{кшп} - i_{n.в.})$	кВт	$4,44 \cdot (2788 - 336,1) + 4,44 \cdot \frac{3}{100} \cdot (830,1 - 336,1) = 10 \cdot 10^3$
Полный расход топлива	$B$	$\frac{Q_{n.г.} \cdot 100}{Q_p^p \cdot \eta \cdot n_g}$	кг/с	$\frac{10 \cdot 10^3 \cdot 100}{36700 \cdot 93,8} = 0,6$
Расчетный расход топлива	$B_p$	$B \cdot \frac{100 - q_4}{100}$	кг/с	$0,6 \cdot \frac{100}{100} = 0,6$

### 3.2.5 Тепловой расчет топки

Определяем активный объем и тепловое напряжение объема топки  $q_v$ . Расчетное  $q_v$  не должно превышать допустимого значения. Полученные результаты укажем в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Расчет конструктивных характеристик копки

Величина			Единица	Расчет
Наименование	Обозначение	Расчетная формула		
1	2	3	4	5
Активный объем топочной камеры	$V_T$	По конструктивным размерам	м <sup>3</sup>	24
Расчетное тепловое напряжение объема топки	$q_V$	$\frac{B \cdot Q_H^P}{V_T}$	кВт/м <sup>3</sup>	458
Допустимое тепловое напряжение объема топки	$q_V$	По табл.4-5	кВт/м <sup>3</sup>	460
Количество горелок	$n$	По конструктивным данным	шт	1
Теплопроизводительность горелки	$Q_G$	$\frac{1,25 \cdot B \cdot Q_H^P \cdot 10^{-3}}{n}$	МВт	14
Тип горелки	ГМ 10	По паспорту	-	-

Топка котельного агрегата БЭМ-25/4,0-440 полностью экранирована трубами диаметром 51 мм с толщиной стенки 2,5 мм и шагом 55 мм [42]. По конструктивным размерам топки рассчитываем полную площадь ее стен поверхности нагрева и площадь лучевоспринимающей поверхности топки. По результатам расчета составляем таблицу 4.10. Полученная в результате расчета температура газов на выходе из топки отличается от предварительно принятой менее чем на  $\pm 100^\circ\text{C}$ .

Следовательно, пересчета теплообмена не требуется.

Таблица 3.7– Расчет полной площади поверхности стен топки  $F_{CT}$  и площади лучевоспринимающей поверхности топки  $H_{Д}$ .

Величина			Стены топки				Суммарная площадь
наименование	обозначение	единица	фронтная	задняя	левая	правая, свод, потолок	
1	2	3	4	5	6	7	8
Общая площадь стены и выходного окна	$F_{CT}$	м <sup>2</sup>	4,3	4,3	11	33	53
Расстояние между осями крайних труб	$b$	м	1,43	1,43	4,51	5,39	
Освещенная длина труб	$l_{ОСК}$	м	3,3	2,175	2,1	5,35	

Площадь, занятая лучевоспринимающей поверхностью	$F$	м <sup>2</sup>	4,7	3,4	9	28,84	46,6
Наружный диаметр экранных труб	$d$	мм	51	51	51	51	
Шаг экранных труб	$s$	мм	477	75	55	55	
Расстояние от оси экранных труб до кладки (стены)	$l$	мм	40	40	40	40	
Отношение	$\frac{s}{d}$	-	9,35	1,47	1,08	1,08	
Отношение	$\frac{l}{d}$	-	0,78	0,78	0,78	0,78	
Угловой коэффициент экрана	$X$	-	0,01	0,95	0,99	0,99	
Площадь лучевоспринимающей поверхности экрана	$H_{Л}$	м <sup>2</sup>	0,05	3,37	8,6	28,6	40,62

По конструктивным размерам и характеристикам топки выполняем поверочный расчет теплообмена в топке. Расчет производится методом последовательных приближений. Расчеты сводим в таблицу 3.8.

Таблица 3.8 – Расчет теплообмена в топке.

Величина			Единица	Расчет
Наименование	Обозначение	Расчетная формула, способ определения		
1	2	3	4	5
Суммарная площадь лучевоспринимающей поверхности	$H_{Л}$	По конструктивным размерам	м <sup>2</sup>	40,62
Полная площадь стен топочной камеры	$F_{СТ}$	По конструктивным размерам	м <sup>2</sup>	53

Коэффициент тепловой эффективности лучевоспринимающей поверхности	$\psi_{CP}$	$\frac{\zeta \cdot H_L}{F_{cm}}$	-	$\frac{0,55 \cdot 40,62}{53} = 0,42$
Эффективная толщина излучающего слоя пламени	$S$	$3,6 \cdot \frac{V_m}{F_{cm}}$	м	$3,6 \cdot \frac{24}{53} = 1,63$
Полная высота топки	$H_T$	По конструктивным размерам	м	2,4
Высота расположения горелок	$H_G$	По конструктивным размерам	м	1,2
Относительный уровень расположения горелок	$X_m$	$\frac{H_G}{H_T}$	-	0,5
Присос воздуха в топке	$\Delta\alpha_m$	По табл. 2-2	-	0,5
Параметр, учитывающий характер распределения температуры в топке	$M$	$0,54 - 0,2 \cdot X_m$	-	$0,54 - 0,2 \cdot 0,5 = 0,44$
Коэффициент избытка воздуха на выходе из топки	$\alpha_m$	По табл. 4-5	-	1,1
Температура горячего воздуха	$t_{Г.В.}$	По предварительному выбору	°С	30
Энтальпия горячего воздуха	$I_{Г.В.}^0$	По It-таблице	кДж/м <sup>3</sup>	380

Продолжение таблицы 3.8

1	2	3	4	5
Энтальпия присосов воздуха	$I_{ПРС}^0$	По It-таблице	кДж/м <sup>3</sup>	380
Количество теплоты, вносимое в топку воздухом	$Q_B$	$(\alpha - \Delta\alpha) \cdot I_{Г.В.} + \Delta\alpha \cdot I_{Г.В.}$	кДж/м <sup>3</sup>	$(1,1 - 0,5) \cdot 380 + 0,5 \cdot 380 = 418$
Полезное тепловыделение в топке	$Q_T$	$Q_p^p \cdot \frac{100 - q_3 - q_4}{100 - q_4} + Q_B$	кДж/м <sup>3</sup>	$36700 \cdot \frac{100 - 0,5}{100} + 418 = 36935$
Адиабатическая температура горения	$\vartheta_a$	По It-таблице	°С	1844

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

13.03.01.2019.090.07 ПЗ ВКР

Лист

22

Температура газов на выходе из топки	$\vartheta_T$	По предварительному выбору	°С	1000
Энтальпия газов на выходе из топки	$I_T''$	По It-таблице	кДж/м <sup>3</sup>	18181
Средняя суммарная теплоемкость продуктов сгорания	$V_{c_{cp}}$	$\frac{Q_m - I_m''}{\vartheta_a - \vartheta_m}$	кДж/кг К	$\frac{36935 - 18181}{1844 - 1000} = 22$
Объемная доля: Водяных паров Трехатомных газов	$r_{H_2O}$ $r_{RO_2}$	По табл.2 По табл.2	- -	0,184 0,087
Суммарная, объемная доля трехатомных газов	$r_n$	$r_{H_2O} + r_{RO_2}$	-	0,271
Суммарная поглощательная способность трехатомных газов	$n \cdot r_n \cdot$	$n \cdot r_n \cdot s$	м МПа	0,044
Коэффициент ослабления лучей трехатомными газами	$k_r$	По рис. 5-5	$\frac{1}{m \cdot MPa}$	3,8
Степень черноты свет. части пламени	$a_{cb}$	$1 - e^{-k_{cb} \cdot PS}$	-	$12^{1,8 \cdot 0,1 \cdot 1,63} = 0,23$
Коэффициент ослабления лучей несветящимися газами	$k_{HC}$	$r_n \cdot k_r$	$\frac{1}{m \cdot MPa}$	$0,271 \cdot 3,8 = 1,03$
Содержание углерода и водорода в топливе	$\frac{C^p}{H^p}$	$0,12 \cdot \sum \frac{m}{n \cdot C_m \cdot H_n}$	-	1,08

Продолжение таблицы 3.8

1	2	3	4	5
Коэффициент ослабления лучей несветящимися газами	$k_{HC}$	$r_n \cdot k_r$	$\frac{1}{m \cdot MPa}$	$0,271 \cdot 3,8 = 1,03$
Содержание углерода и водорода в топливе	$\frac{C^p}{H^p}$	$0,12 \cdot \sum \frac{m}{n \cdot C_m \cdot H_n}$	-	1,08

Коэффициент ослабления лучей сажистыми частицами	$k_{саж}$	$0,3 \cdot (2\alpha_m) \cdot \left(\frac{1,6 \cdot T''}{1000} - 0,5\right) C^H$	-	$0,3 \cdot (21,1) \cdot \left(\frac{1,6 \cdot 1273}{1000} - 0,5\right) \cdot 1,08 = 0,77$
Коэффициент ослабления лучей светящимися газами	$k_{св}$	$k_{нс} \cdot k_{саж}$	-	$1,03 + 0,77 = 1,8$
Степень черноты несвет. части пламени	$a_{\Gamma}$	$1 - e^{-k_{нс} \cdot PS}$	-	$12^{1,030,11,63} = 0,12$
Степень черноты факела	$a_{\psi}$	$m \cdot a_{CB} + (1 - m) \cdot a_{\Gamma}$	-	$0,1 \cdot 0,23 + (1 - 0,1) \cdot 0,12 = 0,138$
Степень черноты топки	$a_m$	$\frac{a_{\psi}}{(a_{\psi} + (1 - a_{\psi}) \cdot \psi_{CP})}$	-	$\frac{0,138}{(0,138 + (1 - 0,138) \cdot 0,42)}$
Тепловая нагрузка стен топки	$q_F$	$\frac{B_p Q_m}{F_{cm}}$	кВт/м <sup>2</sup>	$\frac{0,3 \cdot 36935}{53} = 209$
Температура газов на выходе из топки	$g_m''$	$\frac{T_a}{M \left( \frac{5,67 \psi_{CP} F_{cm} a_m T_a^3}{10^{11} \phi B_p V_{cCP}} \right)^{0,6} + 1} - 273$	°C	$\frac{2117}{0,44 \left( \frac{5,67 \cdot 0,42 \cdot 53 \cdot 0,28 \cdot 2117^3}{10^{11} \cdot 0,99 \cdot 0,3 \cdot 22} \right) - 273} = 1055$
Энтальпия газов на выходе из топки	$I_m''$	По И9-таблице	кДж/м <sup>3</sup>	19291
Общее тепловосприятие топки	$Q_m^l$	$\phi(Q_m - I_m'')$	кДж/м <sup>3</sup>	$0,99 \cdot (36935 - 19291) = 18566$
Средняя удельная тепловая нагрузка лучевоспринимающих поверхностей топки	$q_{л}^{cp}$	$\frac{B_p Q_m^l}{H_{л}}$	кВт/м <sup>2</sup>	$\frac{0,6 \cdot 18566}{4062} = 137$

### 3.2.6 Расчет конвективного пучка

Проводим поверочный расчет конвективного пучка парового котельного агрегата и полученные результаты сводим в таблицу 3.9.

Таблица 3.9 – Поверочный расчет камеры догорания

Величина	Ед. изм.	Расчет
----------	----------	--------

наименование	обозначение	расчетная формула, способ определения		
1	2	3	4	5
Полная площадь поверхности нагрева	$H$	По Конструктивным размерам	м <sup>2</sup>	156
Площадь боковых экранов, находящихся в топке	$H_{дон}$	По Конструктивным размерам	м <sup>2</sup>	14
Диаметр труб	$d$	По Конструктивным размерам	мм	51x2,5
Относительный шаг труб: поперечный продольный	$\frac{S_1}{d}$	По Конструктивным размерам	-	$\frac{110}{51} = 2,16$
	$\frac{S_2}{d}$	По Конструктивным размерам	-	$\frac{90}{51} = 1,75$
Количество рядов труб	$Z_1$	По Конструктивным размерам	шт	9
Количество труб в ряду	$Z_2$	По Конструктивным размерам	шт	16
Площадь живого сечения	$F$	$A \cdot B - Z_1 \cdot d \cdot l$	м <sup>2</sup>	$1,89 \cdot 0,96 - 9 \cdot 1,89 \cdot 0,051 = 0,95$
Эффективная толщина излучаемого слоя	$S$	$0,9 \left( \frac{4S_1 S_2}{\pi d^2} - 1 \right) d$	м	$0,9 \left( \frac{4 \cdot 2,16 \cdot 1,75}{3,14 \cdot 0,051} - 1 \right) \cdot 0,051 = 0,18$
Температура газов перед камерой догорания	$g'$	Из расчета топки	°С	1055
Энтальпия газов перед камерой догорания	$I'$	Из расчета топки	кДж/м <sup>3</sup>	19291
Температура газов на выходе из камеры догорание	$g''$	По предварительному выбору	°С	415

Продолжение таблицы 3.9

					13.03.01.2019.090.07 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25



1	2	3	4	5
Количество теплоты, отданное камере догорания	$Q_r$	$\varphi \cdot (I' - I'')$	кДж/м <sup>3</sup>	$0,99 \cdot (19291 - 7301) = 11870$
Температура кипения при давлении в барабане	$t_{кип}$	По табл. VI-7	°C	195
Средняя температура газов	$g_{CP}$	$0,5 \cdot (g' - g'')$	°C	$0,5 \cdot (1055 - 415) = 735$
Средний температурный напор	$\Delta t$	$g_{CP} - t_{кип}$	°C	$735 - 195 = 540$
Средняя скорость газов	$w$	$\frac{B_p V_z (g_{cp} + 273)}{273F}$	м/с	$\frac{0,3 \cdot 12,151 \cdot (735 + 273)}{273 \cdot 0,95} = 7$
Коэффициент теплоотдачи конвекцией	$\alpha_k$	По рис. 6-6	Вт/м <sup>2</sup> К	$55 \cdot 0,95 \cdot 0,99 \cdot 0,98 = 51$
Суммарная поглощающая способность трехатомными газами	$n \cdot r_n \cdot s$	$n \cdot r_n \cdot s$	м МПа	$0,1 \cdot 0,217 \cdot 0,18 = 0,004$
Коэффициент ослабления лучей трехатомными газами	$k_r$	По рис. 5-5	$\frac{1}{м \cdot МПа}$	5,3
Оптическая толщина газового потока	$k_{PS}$	$n \cdot r_n \cdot s \cdot k_r$	-	$5,3 \cdot 0,004 = 0,02$
Степень черноты излучающей среды	$a$	$1 - e^{-k_{об} \cdot PS}$	-	$1 - 2,7^{-0,02} = 0,02$
Температура загрязнения стенки трубы	$t_{ст}$	$t_{кип} + \Delta t$	°C	$195 + 60 = 255$

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

13.03.01.2019.090.07 ПЗ ВКР

Лист

26

Коэффициент теплоотдачи излучением	$\alpha_L$	По рис. 6-12	Вт/м <sup>2</sup> К	$38 \cdot 0,95 \cdot 0,02 = 0,72$
------------------------------------	------------	--------------	------------------------	-----------------------------------

Окончание таблицы 3.9

1	2	3	4	5
Коэффициент теплоэффективности	$\psi$	По табл. 6-2	-	0,8
Коэффициент использования поверхности нагрева	$\zeta$	По рекомендации	-	0,95
Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке	$\alpha_1$	$\zeta \cdot (\alpha_K + \alpha_L)$	Вт/м <sup>2</sup> К	$0,95 \cdot (51 + 0,72) = 49$
Коэффициент теплопередачи	$k$	$\psi \cdot \alpha_1$	Вт/м <sup>2</sup> К	$0,8 \cdot 49 = 39$
Тепловосприятие камеры догорания по уравнению теплопередачи	$Q_a$	$\frac{k \cdot H \cdot \Delta t}{B_p \cdot 10^3}$	кДж/м <sup>3</sup>	$\frac{39 \cdot 156 \cdot 540}{0,6 \cdot 10^3} = 10951$
Тепловосприятие настенных труб	$Q_{LJG}$	$\frac{kH_{дон} \cdot \Delta t}{B_p \cdot 10^3}$	кДж/м <sup>3</sup>	$\frac{39 \cdot 14 \cdot 540}{0,3 \cdot 10^3} = 982$
Суммарное тепловосприятие газохода камеры догорания	$Q_T$	Qф+ Qдоп	кДж/м <sup>3</sup>	$10951 + 982 = 11934$
Расхождение расчетных тепловосприятий	$\Delta Q$	$\frac{Q_m - Q_z}{Q_m} \cdot 100$	%	$\frac{11934 - 11870}{11934} \cdot 100 = 0,5$

### 3.2.7 Расчет водяного экономайзера

В таблице 3.10 приведем конструктивные размеры и характеристики экономайзера

Таблица 3.10 – Конструктивные размеры и характеристики экономайзера

Наименование	Обозначение	Единица	Расчет
1	2	3	4

Диаметр труб: наружный внутренний	$d$	мм	76
	$d_{BH}$	мм	70
Количество труб в горизонтальном ряду	$Z_1$	шт	6
Количество горизонтальных рядов труб	$Z_2$	шт	16
Шаг труб: поперек потока газов вдоль потока газов	$S_1$	мм	150
	$S_2$	мм	114

Продолжение таблицы 3.10

1	2	3	4
Относительный шаг труб: поперечный продольный	$\frac{S_1}{d}$	-	2,0
	$\frac{S_2}{d}$	-	1,5
Площадь поверхности нагрева	$H$	м <sup>2</sup>	302,4
Размеры сечения газохода поперек движения газов	$A$	м	1,9
	$B$	м	1,2
Площадь живого сечения для прохода газов	$F$	м <sup>2</sup>	1,8
Количество параллельно включенных труб(по воде)	$Z_0$	шт	12
Площадь живого сечения для прохода воды	$f$	м <sup>2</sup>	0,4

Проведем расчет водяного экономайзера и результаты сведем в таблицу 3.11

Таблица 3.11 – Поверочный расчет водяного экономайзера

Величина	Единиц	Расчет
----------	--------	--------

Наименование	Обозначение	Расчетная формула, способ определения	а	
1	2	3	4	5
Площадь поверхности нагрева	$H$	По конструктивным размерам	$m^2$	302,4
Площадь живого сечения для прохода газов	$F_r$	То же	$m^2$	1,8
Площадь живого сечения для прохода воды	$f$	То же	$m^2$	0,4

Продолжение таблицы 3.11

1	2	3	4	5
Температура газов на входе в экономайзер	$g'$	Из расчета камеры догорания	$^{\circ}C$	415
Энтальпия газов на входе в экономайзер	$I'$	Из расчета камеры догорания	$кДж/м_3$	7301
Температура газов на выходе из экономайзера	$g''$	По предварительному выбору	$^{\circ}C$	150
Энтальпия газов на выходе из экономайзера	$I''$	По It-таблице	$кДж/м_3$	2716
Тепловосприятие экономайзера	$Q_G$	$\phi \cdot (I' - I'' + \Delta\alpha_{эк} \cdot I_{прс}^0)$	$кДж/м_3$	$0,99 \cdot (7301 - 2716 + 0,08 \cdot 380) = 4569$
Температура воды на входе в экономайзер	$t'$	По заданию	$^{\circ}C$	80
Удельная энтальпия воды на входе в экономайзер	$i'$	По табл. VI-6	$кДж/м_3$	336,1

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

13.03.01.2019.090.07 ПЗ ВКР

Лист

29

Удельная энтальпия воды на выходе из экономайзера	$i''$	$i' + \frac{Q_{\Gamma} B_p}{D}$	кДж/м <sup>3</sup>	$336,1 + \frac{4569 \cdot 0,3}{4,44} = 634$
Температура воды на выходе из экономайзера	$t''$	По табл. VI-6	°С	150
Средняя температура воды	$t_{CP}$	$0,5 \cdot (t' + t'')$	°С	$0,5 \cdot (80 + 150) = 115$
Скорость воды в трубах	$w_B$	$\frac{D_{ЭК} \cdot v_B}{0,785 \cdot d_{BH}^2 \cdot Z_0}$	м/с	$\frac{4,6 \cdot 0,001055}{0,785 \cdot (0,07)^2 \cdot 12} = 0,1$
Средняя температура газов	$\vartheta$	$0,5 \cdot (\vartheta' + \vartheta'')$	°С	$0,5 \cdot (415 + 150) = 282,5$

Продолжение таблицы 3.11

1	2	3	4	5
Средняя скорость газов	$w_{\Gamma}$	$\frac{B_p \cdot v_2 \cdot (\vartheta + 273)}{273 \cdot f}$	м/с	$\frac{0,3 \cdot 12,751 \cdot (273 + 282,5)}{273 \cdot 1,8} = 5$
Коэффициент теплоотдачи конвекцией	$\alpha_K$	По рис. 6-5	Вт/м <sup>2</sup> К	$43 \cdot 0,71 \cdot 0,8 \cdot 1,1 = 26,9$
Эффективная толщина излучающего слоя	$S$	$0,9 \cdot \left( \frac{4S_1 S_2}{\pi \cdot d^2} - 1 \right) \cdot d$	м	$0,9 \cdot \left( \frac{4 \cdot 0,15 \cdot 0,114}{3,14 \cdot (0,076)^2} - 1 \right) \cdot 0,076 = 0,19$
Суммарная поглощающая способность трехатомными газами	$pr_n S$	$r_n \cdot s \cdot p$	м МПа	$0,245 \cdot 0,1 \cdot 0,19 = 0,005$
Коэффициент ослабления лучей трехатомными газами	$k_{\Gamma}$	По рис. 5-5	1/мм Па	5

Суммарная оптическая толщина запыленного газового потока	$pk_s$	$n \cdot r_n \cdot s \cdot p$	-	$5 \cdot 0,245 \cdot 0,1 \cdot 0,19 = 0,02$
Степень черноты газов	$a$	$1 - e^{-k_{ca} \cdot PS}$	-	$1 - 2,7^{-0,02} = 0,02$
Температура загрязнения стенки трубы	$t_{cm}$	$t_{CP} + \Delta t$	°C	$115 + 25 = 140$
Коэффициент теплоотдачи излучением	$\alpha_{Л}$	По рис. 6-12	Вт/м <sup>2</sup> К	$30 \cdot 0,02 \cdot 0,9 = 0,54$
Температура в объеме камеры перед экономайзером	$g'$	Из расчета камеры догорания	°C	415
Коэффициент	$A$	По рекомендациям	-	0,3
Глубина по ходу газов: экономайзера объема перед экономайзером	$l_n$ $l_{об}$	По конструктивным размерам	м м	1,8 3,0
Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке	$\alpha_1$	$\zeta \cdot (\alpha_K + \alpha_{Л})$	Вт/м <sup>2</sup> К	$0,95 \cdot (26,9 + 0,54) = 27,4$

Окончание таблицы 3.11

1	2	3	4	5
Коэффициент теплоотдачи излучением с учетом излучения газового объема перед экономайзером	$\alpha'_{Л}$	$\alpha_n \left[ 1 + A \left( \frac{T_K}{1000} \right)^{0,25} \left( \frac{l_{об}}{l_n} \right)^{0,07} \right]$	Вт/м <sup>2</sup> К	$0,36 \cdot \left[ 1 + 0,3 \cdot \left( \frac{688 \cdot 688}{1000} \right)^{0,25} \cdot \left( \frac{3}{1,8} \right)^{0,07} \right] = 0,4$
Коэффициент теплопередачи	$k$	$\frac{\alpha_1}{1 + \varepsilon \alpha_1}$	Вт/м <sup>2</sup> К	$\frac{27,4}{1 + 27,4} = 27,4$
Разность температур между средами: наибольшая наименьшая	$\Delta t_{\sigma}$ $\Delta t_{\mu}$	$g' - t''$ $g'' - t'$	°C °C	$415 - 150 = 265$ $150 - 80 = 70$

Отношение	$\frac{\Delta t_{\delta}}{\Delta t_{\text{м}}}$	$\frac{\Delta t_{\delta}}{\Delta t_{\text{м}}}$	-	$\frac{265}{70} = 3,8$
Температурный напор	$\Delta t$	$0,5 \cdot (\Delta t_{\delta} + \Delta t_{\text{м}})$	°С	$0,5 \cdot (265 + 70) = 167,5$
Тепловосприятие экономайзера по уравнению теплообмена	$Q_{\text{Г}}$	$\frac{kH\Delta t}{V_p \cdot 10^3}$	кДж/м <sup>3</sup>	$\frac{27,4 \cdot 302,4 \cdot 167,5}{0,3 \cdot 10^3} = 4559$
Расхождение расчетных тепловосприятий	$\Delta Q$	$\frac{Q_{\text{Г}} - Q}{Q_{\text{Г}}} \cdot 100$	%	$\frac{4559 - 4569}{4559} \cdot 100 = 0,2$

Расхождение между тепловосприятием  $Q_{\text{Г}}$  экономайзера и количеством теплоты, отданным газами  $Q_{\text{Г}}$  не превышает 2 % [40].

### 3.2.8 Расчет невязки теплового баланса

Для того, чтобы понять правильность предыдущих расчетов произведем расчет невязки теплового баланса и сведем полученные данные в таблицу 3.12.

Таблица 3.12 – Расчет невязки теплового баланса

Величина			Единица	Расчет
Наименование	Обозначение	Расчетная формула, способ определения		

Продолжение таблицы 3.12

1	2	3	4	5
Расчетная температура горячего воздуха	$t_{\text{г.в.}}$		°С	30
Энтальпия горячего воздуха при расчетной температуре	$I_{\text{г.в.}}^0$		кДж/м <sup>3</sup>	380
Количество теплоты, вносимое в топку воздухом	$Q_{\text{В}}$	$(\alpha_{\text{м}} - \Delta\alpha_{\text{м}}) \cdot I_{\text{Г.В.}}^0 + \Delta\alpha_{\text{м}} \cdot I_{\text{ПРС}}^0$	кДж/м <sup>3</sup>	$(1,1 - 0,5) \cdot 380 + 0,5 \cdot 380 = 418$
Полезное тепловыделение	$Q_{\text{Г}}$	$Q_p^p \cdot \frac{100 - q_3 - q_4}{100 - q_4} + Q_{\text{В}}$	кДж/м <sup>3</sup>	$36700 \cdot \frac{100 - 0,5}{100} + 418 = 36935$

Лучистое тепловосприятие топки	$Q_m^x$	$\phi(Q_m - I_m^n)$	кДж/м3	$0,99 \cdot (36935 - 19291) = 18566$
Потеря теплоты с уходящими газами	$q_2$	$\frac{(I_{yx} - \alpha_{yx} I_{x.в.}^0)(100 - q_4)}{Q_p^P}$	%	$\frac{(2270 - 1,23 \cdot 380) \cdot 100}{36700} = 4,9$
КПД парогенератора	$\eta_{ПГ}$	$100 - \sum q$	%	$100 - 6,2 = 93,8$
Расчетная невязка теплового баланса	$\Delta Q$	$Q_p^P \cdot \eta_{ПГ} - (Q_T + Q_{ЭК} + Q_{к.н.}) \cdot (1 - \frac{q_4}{100})$	кДж/м3	$36700 \cdot 0,938 - (18566 + 10951 + 4569) \cdot (1 - \frac{0}{100}) = 322$
Невязка		$\frac{\Delta Q}{Q_p^P} \cdot 100$	%	$\frac{322}{36700} \cdot 100 = 0,2$

Тепловой расчет котельного агрегата выполнен верно поскольку значение невязки теплового баланса не превышает 0,5 % от  $Q_p^P$ .



#### 4 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

В наше время область энергетики активно развивается. В связи с этим особое внимание уделяется охране окружающей среды от воздействия теплогенерирующих установок и предприятий в целом.

Развитие этой области также характеризуется возрастанием стоимости на природные ресурсы и энергоносители.

Энергосбережение является одним из главных факторов выбора оборудования и схемы котельной. Основными критериями выбора наилучшего варианта энергосбережения является снижение денежных затрат и затрат энергетических ресурсов котельной при ее эксплуатации.

Основным направлением энергосбережения является снижение затрат энергетических ресурсов котельной в ходе ее эксплуатации [35].

Выделим факторы, которые могут увеличивать расход топлива на предприятии:

- Физический и моральный износ основного и вспомогательного оборудования;
- Отсутствие систем автоматики;
- Несовершенство газогорелочных устройств;
- Отложения на поверхностях нагрева;
- Недостаточная теплоизоляция;
- Потеря теплоты с утечками теплоносителя;
- Неплотность газоходов;
- Неоптимальная тепловая схема.

Энергосберегающая политика государства основана на реализации федеральных и межрегиональных программ в области энергосбережения путем:

Выбора эффективного использования энергоресурсов;

Осуществления государственного надзора за эффективным использованием энергоресурсов;

Контролирование учета юридическими лицами производимых и расходуемых энергоресурсов, а также учета физическими лицами получаемых ими энергетических ресурсов;

Сертификация топливо-, энергопотребляющего, энергосберегающего и диагностического оборудования, материалов, конструкций, транспортных средств, а также энергоресурсов;

Сочетание интересов потребителей, поставщиков и производителей энергоресурсов; Заинтересованность юридических лиц- производителей и поставщиков энергоресурсов в эффективном использовании энергоресурсов [1]. Реализация проектов, увеличивающих энергоэффективность оборудования. Проведение энергетических обследований предприятий.

Выбирается котельные агрегаты фирмы БЭМ-25/4,0-440. Данные котельные агрегаты работают на газообразном топливе, а в качестве резервного топлива используют мазут. КПД котельных агрегатов на природном газе составляет

					<i>13.03.01.2019.090.07 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
						34
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

94,5%. Температура уходящих газов 155оС [33]. Так как в данный момент на предприятии установлены котлы имеющие срок службы больше 25 лет, их состояние является морально и физически изношенным. В связи с этим имеют место потери теплоты через стенки котла (до 2-3%),потери с теплоты с уходящими газами, которые достигают 3-8% и многие другие. Из опыта длительной эксплуатации котельных агрегатов можем установить, что КПД падает с возрастанием срока службы.

Рассмотрим причины снижения КПД котлов и способы решения возникших ситуаций.

Первой причиной может являться неправильно выбранные горелки, которые могут увеличить потери с уходящими газами. На данный момент в мире существует огромное разнообразие горелочных устройств, способных снизить потери с уходящими газами. Современные горелки оснащаются системой электронного управления, что может гарантировать высокую точность настройки и регулирования [35].

Горелочные устройства современного поколения имеют ряд преимуществ перед старыми горелками:

Высокий уровень регулирования подачи воздуха для эффективного сжигания топлива;

Отсутствие риска разрушения горелки;

Современная и надежная система контроля горения пламени горелки;

Низкий уровень шума;

Быстрый срок окупаемости установки нового горелочного устройства.

Второй причиной снижения энергоэффективности можно обозначить эксплуатацию котла с устаревшей облицовкой огнеупорным кирпичом в топке котла. В ходе эксплуатации происходит ее разрушение, что приводит к тому, что горячие дымовые газы через трещины непосредственно контактируют с наружной стенкой котла. Поэтому происходит ее нагрев до 70-100<sup>0</sup>С, что сильно отличается от заданных проектных значений.

Появляется необходимость ремонта или полной замены облицовки на новую с применением эффективных огнеупорных материалов.

Применение в работе устаревших средств КИПиА так же может привести к снижению энергоэффективности котельной. Низкая оснащенность автоматическими средствами регулировки и защиты приводит к снижению КПД до 2%.

Рассмотрим еще один способ повышения энергосбережения на котельной. Так как большее количество трубопроводов было проложено еще в 1975 году, теплоизоляционные материалы так же являются не совсем современными. Основным теплоизоляционным материалом, используемым сегодня является минеральная вата. Существуют различные альтернативные варианты. Например, скорлупа из пенополиуретана. Данный вид теплоизоляции применяется как при надземном, так и при подземном канальном способах прокладки трубопровода.

					<i>13.03.01.2019.090.07 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
						35
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Скорлупы изготавливаются в виде полых цилиндров, полуцилиндров и сегментов с обработкой в четверть по периметру [8]. К мероприятиям по снижению утечек теплоносителя можно отнести: своевременное обследование трубопроводов, выявление и устранения утечек и последующая замена поврежденных участков.

Также возможно применение следующих мероприятий по энергосбережению:

Удаление отложений (накипи) со стенок котлов и теплообменников, эта процедура позволяет снизить перерасход топлива;

применение регуляторов температуры в системе ГВС, а также установка регуляторов температуры теплоносителя на отопление;

установка более эффективной водозапорной арматуры;

применение современных теплоизоляционных материалов.

К одним из мероприятий по энергосбережению на данной котельной можно отнести замену оставшихся котлов ДКВР 20/13. Данные котлы имеют паспортный КПД 70%. В то же время устанавливаемые котлы БЭМ-25/4,0-440 имеют КПД не ниже 94%.

Основные мероприятия по энергосбережению в котельных полностью совпадают с мероприятиями по энергосбережению в теплогенерирующих установках и включают в себя: увеличение КПД котельных установок, экономию топлива, снижение потерь теплоты, качественную подготовку воды для питания паровых котельных агрегатов и подпитки теплосети, снижение присосов в топку и газоходы, работа по режимной карте и температурному графику с наименьшим коэффициентом избытка воздуха, проведение режимно-наладочных испытаний, автоматизация процессов горения топлива и питания котельных агрегатов и другие.

Одним из важнейших факторов энергосбережения на предприятии является освещение рабочих мест.

Для освещения помещений цехов котельной используются подвесные производственные светильники НСП с лампами накаливания мощностью 95Вт. Использование таких ламп накаливания для освещения помещений может привести к увеличению расхода электрической энергии, поскольку люминесцентные или светодиодные лампы, генерирующие аналогичный по мощности световой поток, потребляют в 4-9 раз меньше электроэнергии. 7

Срок службы люминесцентных ламп в 2-3 раза больше, чем у ламп накаливания. Поскольку устанавливаются компактные люминесцентные лампы в те же цоколи, что и лампы накаливания, переоборудование системы освещения – процесс нетрудоемкий. Соответствие мощностей ламп накаливания и компактных люминесцентных ламп.

					<i>13.03.01.2019.090.07 ПЗ ВКР</i>	Лист
						36
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 5 ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ

### 5.1 Описание теплообменного аппарата типа ПСВ-200-7-15

Подогреватель сетевой воды 200-7-15 применяется при устройстве промышленных систем теплоснабжения для обеспечения потребностей в горячей воде. Кроме того, он широко используется в отраслях производства, связанных с опасными технологическими процессами – например, при работе с химикатами или нефтепродуктами, на морских судах или производстве с коррозионными материалами.

Подогреватель сетевой воды включает в себя корпус, комплекс труб и патрубков, две водяные камеры. Материал изготовления подбирается индивидуально в зависимости от конечного предназначения подогревателя сетевой воды. При устройстве промышленных или бытовых систем отопления применяются латунь и нержавеющая сталь, а для работы в агрессивной среде применяются прочные и химически устойчивые металлы, например, титан.

Устройство устанавливается вертикально. Жидкость поступает в систему трубок и патрубков и проходит через нее. Греющий пар, направленный в пространство между труб, охватывает весь пучок, за счет чего и нагревается проходящая вода.

Подогреватель сетевой воды снабжен системой защиты. Воздух, попадающий внутрь устройства, отводится через специальные патрубки. Конденсат скапливается в нижнем отсеке корпуса, откуда впоследствии выводится вместе с лишними газами. Подогреватель сетевой воды снабжен гидрозатвором, защищающим устройство от проскока пара. Данная модель отличается высокой химической устойчивостью и эффективностью теплообмена.

### 5.2 Тепловой конструктивный расчет

Решим уравнение теплового баланса и теплопередачи:

$$Q_1 \eta = Q_2 = Q = k \cdot F \cdot \Delta t$$

где  $Q_1$  - количество теплоты, отданное паром;

$Q_2$  - количество тепла, воспринятое нагреваемым теплоносителем (водой);

$\eta$ - КПД, равный 0,98

$k$  - коэффициент теплопередачи для плоской стенки, Вт/м<sup>2</sup>°С;

$F$  - поверхность теплообмена, м<sup>2</sup>;

$\Delta t$  - средняя разность температур между теплоносителем, °С.

$P = 1,5$  МПа

Энтальпия пара при  $t_n = 400^\circ\text{C}$  и давлении  $p_n$ ,  $h'_1 = 3269,14$  кДж/кг

					13.03.01.2019.090.07 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

Энтальпия конденсата  $h_1'' = 720,9$  кДж/кг  
 Температура насыщения пара при давлении ( $t_s$ )  $170,42^\circ\text{C}$ .  
 Найдем среднюю температуру воды:

$$\Delta t_B = 0,5 \cdot (t_2' + t_2''), \quad (5.2)$$

$$\Delta t_B = 0,5 \cdot (70 + 150) = 110^\circ\text{C}$$

Удельная теплоемкость при  $t = 110^\circ\text{C}$ ,  $C_{p_B} = 4,233$  кДж/кг $^\circ\text{C}$   
 Определяем тепловую мощность:

$$Q = G_B \cdot C_{p_B} \cdot (t_2' - t_2''), \quad (5.3)$$

$$Q = 4,233 \cdot 111,1 \cdot (150 - 70) = 37,2 \approx 37 \text{ МВт}$$

Определяем расход греющего теплоносителя :

$$Q = G_n \eta (h_1' - h_1''), \quad (5.4)$$

Из формулы (5.4)

Из данной формулы выводим выражение для определения расхода греющего теплоносителя.

$$G_n = \frac{Q}{\eta (h_1' - h_1'')} \quad (5.5)$$

$$G_n = \frac{37 \cdot 10^6}{0,98(3296,14 - 720,9)} = 14,6 \text{ кг/с}$$

Температурный напор

Определяем среднелогарифмический температурный напор:

$$\Delta t = \frac{\Delta t_{\bar{\delta}} - \Delta t_M}{\ln \frac{\Delta t_{\bar{\delta}}}{\Delta t_M}} \quad (5.6)$$

где:  $\Delta t_{\bar{\delta}} = h_s - t_2'$  – большая разность температуры на конце теплообменника,

$$\Delta t_{\bar{\delta}} = 200,22 - 70 = 130,42^\circ\text{C}$$

$\Delta t_M = h_s - t_2''$  – меньшая разность температуры на конце теплообменника,

$$\Delta t_M = 200,22 - 150 = 50,22^\circ\text{C}$$

Вычисляем среднелогарифмический температурный напор:

					<i>13.03.01.2019.090.07 ПЗ ВКР</i>	Лист
						38
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\Delta t = \frac{130,22 - 50,22}{\ln \frac{130,22}{50,42}} = 83,69 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Теплопередача при конденсации. Для расчета коэффициента теплопередачи к внешней поверхности трубки при конденсации пара при конденсации пара необходимо знать температуру внешней поверхности стенки  $t_{c1}$  и высоту трубки  $H$ . Так, как значения этих величин неизвестны, то проводим расчет методом последовательных приближений.

В первом приближении задаемся температурой стенки со стороны пара:

$$t_{c1} = t_s - 0,5 \cdot \Delta t, \quad (5.7)$$

$$t_{c1} = 200,22 - 0,5 \cdot 50,22 = 116,53 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$t_{c2} = t_{c1} - 1^\circ = 115,53 \text{ } ^\circ\text{C}$$

В вертикальных подогревателях типа ПСВ кроме двух основных трубных досок, в которых закреплены трубки, по высоте трубок располагаются дополнительные перегородки, служащие для сбора стекающего конденсата. При решении необходимо учитывать их влияние на теплоотдачу.

Поэтому для первого приближения задаемся наибольшим расстоянием между перегородками  $h = 1,32$  м.

Определим режим течения пленки конденсата:

$$z = (t_s - t_{c1}) h \cdot A, \quad (5.8)$$

где  $A$  – коэффициент, определяемый по таблице 8–1 [50]

$$A = 136,6 \text{ (1/м} \cdot ^\circ\text{C)}$$

$$z = (200,22 - 116,53) \cdot 1,32 \cdot 136,6 = 15050,64$$

Так как  $z > 2300$ , то режим течения пленки турбулентный. Поэтому формула для определения коэффициента теплоотдачи со стороны горячего теплоносителя можно определить по следующей формуле:

$$\alpha_1 = \frac{\left[ 253 + 0,069 \cdot \left( \frac{Pr}{Pr_c} \right)^{0,25} \cdot Pr^{0,5} \cdot (z - 2300) \right]^{\frac{3}{4}}}{(t_s - t_{c1}) \cdot h \cdot B} \quad (5.9)$$

где  $Pr$  и  $Pr_c$  – числа Прандтля для конденсата соответственно при  $t_s$  и  $t_{cl}$ .

При:  $t_s = 170,42^\circ\text{C}$   $Pr = 1,05$  [2]

При  $t_{cl} = 145,5^\circ\text{C}$   $Pr_{cl} = 1,212$  [2]

$B$  – это коэффициент, определяемый по таблице 8-1 [50].

Численный показатель коэффициента  $B$ :

$$B = 12,076 \cdot 10^{-3} \text{ (м/Вт)}$$

После определения режима движения жидкости и необходимых коэффициентов для расчета, можем посчитать коэффициент теплоотдачи со стороны горячего теплоносителя.

Производим расчет.

$$\alpha_1 = \frac{\left[ 253 + 0,069 \cdot \left( \frac{1,05}{1,212} \right)^{0,25} \cdot 1,05^{0,5} \cdot (4529,4 - 2300) \right]^{\frac{3}{4}}}{(170,42 - 145,3) \cdot 1,32 \cdot 12,076 \cdot 10^{-3}} = 7485 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2\text{C}}$$

Теплопередача при движении жидкости по трубам

Определяем коэффициент теплоотдачи от стенки трубки к воде.

Воспользуемся следующим алгоритмом расчета:

$w \rightarrow Re \rightarrow Nu \rightarrow \alpha$

Найдем основные физические константы при  $\Delta t_b = 110^\circ\text{C}$ :

$\rho = 951 \text{ кг/м}^3$ , плотность воды

$\lambda = 0,685 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^\circ\text{C}}$ , коэффициент теплопроводности

$\nu = 0,276 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ , коэффициент кинематической вязкости

$Pr_2 = 1,6$ , число Прандтля [1]

Задаем скорость воды  $w = 1,5 \text{ м/с}$

Найдем число Рейнольдса:

$$Re = w d_{\text{вн}} / \nu, \quad (5.10)$$

$$Re = \frac{1,5 - 0,12}{0,276 \cdot 10^{-6}} = 652173,9$$

определяем число Нуссельта

$$Nu = 0,021 \cdot Re^{0.8} \cdot Pr^{0.43} \cdot \left(\frac{Pr}{Pr_c}\right)^{0.25}, \quad (5.11)$$

$$Nu = 0,021 \cdot 652173,9^{0.8} \cdot 1,6^{0.43} \cdot \left(\frac{1,6}{1,22}\right)^{0.25} = 1232,88$$

Перепад температур по толщине стенки приблизительно  $1^\circ\text{C}$ .

Тогда:

$$t_{c2} = 115,53^\circ\text{C}$$

$$\text{При } t_{c2} = 115,53^\circ\text{C} \quad Pr_{c2} = 1,22$$

Находим коэффициент теплоотдачи:

$$\alpha_2 = Nu \lambda / d_{\text{вн}}, \quad (5.12)$$

$$\alpha_2 = 1232,88 \cdot 0,685 / 0,12 = 7037,703 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2\text{°C}}$$

Коэффициент теплопередачи

Как правило, у труб, применяемых в теплообменных аппаратах,  $d_{\text{н}}/d_{\text{вн}} < 1,4$ . Тогда расчет коэффициента теплопередачи можно вести для плоской стенки с учетом загрязненности поверхностей.

$$\Delta t = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta}{\lambda} + \frac{1}{\alpha_2} + R} \quad (5.13)$$

где  $\alpha_1$  – коэффициент теплоотдачи со стороны горячего теплоносителя;

$\alpha_2$  – коэффициент теплоотдачи со стороны холодного теплоносителя;

$\delta$  – толщина стенки;  $\delta = 0,001\text{м}$ ;

В качестве материала для изготовления трубок выбираем латунь.

$\lambda$  – коэффициент теплопроводности латунных трубок, равный  $\lambda = 124,5 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot ^\circ\text{C})$ ;

$R_3(t=50) = 0,00017 (\text{м}^2\text{°C}/\text{Вт})$  – термическое сопротивление загрязнения

$$\Delta t = \frac{1}{\frac{1}{7485} + \frac{0,001}{124,5} + \frac{1}{7037,703} + 0,00017} = 2203,97 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot ^\circ\text{C})$$

Вычисляем среднюю плотность теплового потока:

					13.03.01.2019.090.07 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41



$$q=k \cdot \Delta t, \quad (5.14)$$

$$q=2203,97 \cdot 83,69=184450,24 \text{ Вт/м}^2$$

Площадь поверхности нагрева в первом приближении вычисляем по формуле (5.15):

$$F=Q/q, \quad (5.15)$$

$$F=37 \cdot 10^6 / 184450,24 = 200 \text{ м}^2$$

Ориентируясь на полученную величину площади поверхности нагрева и на диаметр латунных трубок  $d=14/16$  мм, выбираем пароводяной подогреватель вертикального типа конструкции ПСВ-200-7-15.

С поверхностью нагрева  $200 \text{ м}^2$ , количеством трубок в трубной системе 1020шт. и длиной 3400мм, наружным диаметром корпуса 1232 мм.

Длина сосуда составляет 5780мм.

Рассчитываем температуры внешней и внутренней стенок труб:

$$t_{cm1} = t_{ts} - \frac{q}{\alpha_1} \quad (5.18)$$

$$t_{cm2} = t_{ts} - q \cdot \frac{\delta_{cm}}{\alpha_1} \quad (5.19)$$

$$t_{cm1} = 200 - \frac{184450,24}{7485} = 175 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$t_{cm2} = 126 - 184450,24 \cdot \frac{0,001}{124,5} = 124,51 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Сравниваем расчетные значения температур стенок с ранее принятыми

$$t_{cm1} = \frac{t_{cm1} - t_{cm1}^{расч}}{t_{cm1}} \quad (5.20)$$

$$t_{cm1} = \frac{175 - 116,53}{116,53} = 5\%$$

					13.03.01.2019.090.07 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

$$t_{cm2} = \frac{t_{cm2} - t_{cm2}^{расч}}{t_{cm2}} \quad (5.21)$$

$$t_{cm1} = \frac{126 - 124,51}{126} = 0,8\%$$

Так как погрешность составляет не более 5%, то еще одно приближение не требуется.

Поэтому сделаем вывод о том, что теплообменные аппараты типа ПСВ-200-7-15 устанавливаются на предприятии для подогрева котловой воды, а соответственно получения дополнительной тепловой энергии на ГВС и отопление.

					13.03.01.2019.090.07 ПЗ ВКР	Лист
						43
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 6 КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ И АВТОМАТИКА

### 6.1 Общие положения

Для регулирования и оптимизации функционирования котловых агрегатов технические средства стали применяться еще на начальных этапах автоматизации промышленности и производства. Сегодняшний уровень развития этого направления позволяет значительно повысить рентабельность и надежность котельного оборудования, обеспечить безопасность и интеллектуализацию труда обслуживающего персонала [25].

Современные системы автоматизации котельных способны гарантировать безаварийную и эффективную работу оборудования без непосредственного вмешательства операторов. Функции человека сводятся к дистанционному онлайн-мониторингу работоспособности и параметров всего комплекса устройств. Автоматизация котельных решает следующие задачи:

Автоматический запуск и остановку котлоагрегатов.

Регулирование мощности котлов.

Управление подпитывающими насосами, осуществление контроля уровней теплоносителя в рабочем и потребительском контурах.

Аварийный останов и включение сигнализирующих устройств, в случае выхода рабочих значений системы за установленные пределы.

Котельное оборудование пиковой водогрейной котельно города Копейска как объект регулирования является сложной динамической системой со множеством взаимосвязанных входных и выходных параметров. Автоматизация котельных осложняется тем, что в паровых агрегатах очень велики скорости протекания технологических процессов. К основным регулируемым величинам относят:

Расход и давление теплоносителя (воды или пара);

Разряжение в топке;

Уровень в питательном резервуаре;

В последние годы повышенные экологические требования предъявляются к качеству приготавливаемой топливной смеси и, как следствие, к температуре и составу продуктов дымоудаления.

Степень автоматизации задается при проектировании котельной или при капитальном ремонте/замене оборудования. Может лежать в диапазоне от ручного регулирования по показаниям контрольно-измерительных приборов до полностью автоматического управления по погодозависимым алгоритмам. Уровень автоматизации в первую очередь определяется назначением, мощностью и функциональными особенностями эксплуатации оборудования [26].

Современная автоматизация работы котельной подразумевает комплексный подход - подсистемы контроля и регулирования отдельных технологических процессов объединяются в единую сеть с функционально-групповым управлением.

					13.03.01.2019.090.07 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

К нижнему (полевому) уровню относятся приборы локальной автоматики на базе программируемых микроконтроллеров, реализующим блокировку, регулировку и изменение параметров, первичные преобразователи физических величин. Сюда же причисляют и оборудование, предназначенное для преобразования, кодирования и передачи информационных данных. Верхний уровень может быть представлен в виде графического терминала встроенного в шкаф управления или автоматизированного рабочего места оператора на базе персонального компьютера. Здесь отображается вся информация, поступающая от микроконтроллеров нижнего уровня и датчиков системы, и производится ввод оперативных команд, регулировок и уставок. Кроме диспетчеризации процесса решаются задачи оптимизации режимов, диагностики технического состояния, анализа экономических показателей, архивирования и хранения данных. При необходимости информация передается в общую систему управления предприятием (MRP/ERP) или населенным пунктом [27].

## **6.2 Обоснование необходимости контроля, регулирования и сигнализации автоматических параметров**

Регулирование питания котельных агрегатов и регулирование давления в барабане котла главным образом сводится к поддержанию материального баланса между отводом пара и подачей воды. Параметром, характеризующим баланс, является уровень воды в барабане котла. Надежность работы котельного агрегата во многом определяется качеством регулирования уровня. При повышении давления, снижение уровня ниже допустимых пределов может привести к нарушению циркуляции в экранных трубах, в результате чего произойдет повышение температуры стенок, обогреваемых труб, и их пережог.

Повышение уровня также ведет к аварийным последствиям, так как возможен заброс воды в пароперегреватель, что вызовет выход его из строя. В связи с этим, к точности поддержания заданного уровня предъявляются очень высокие требования. Качество регулирования питания также определяется равенством подачи питательной воды. Необходимо обеспечить равномерное питание котла водой, так как частые и глубокие изменения расхода питательной воды могут вызвать значительные температурные напряжения в металле экономайзера.

Барабанам котла с естественной циркуляцией присуща значительная аккумулялирующая способность, которая проявляется в переходных режимах. Если в стационарном режиме положение уровня воды в барабане котла определяется состоянием материального баланса, то в переходных режимах на положение уровня влияет большое количество возмущений. Основными из них являются изменение расхода питательной воды, изменение паросъема котла при изменении нагрузки потребителя, изменение паропроизводительности при изменении нагрузки топки, изменение температуры питательной воды.

					<i>13.03.01.2019.090.07 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		45

Регулирование соотношения газ-воздух необходимо как чисто физически, так и экономически. Известно, что одним из важнейших процессов, происходящих в котельной установке, является процесс горения топлива. Химическая сторона горения топлива представляет собой реакцию окисления горючих элементов молекулами кислорода. Для горения используется кислород, находящийся в атмосфере. Воздух в топку подается в определенном соотношении с газом посредством дутьевого вентилятора. Соотношение газ-воздух примерно составляет 1:10 [27]. При недостатке воздуха в топочной камере происходит неполное сгорание топлива. Не сгоревший газ будет выбрасываться в атмосферу, что экономически и экологически не допустимо. При избытке воздуха в топочной камере будет происходить охлаждение топки, хотя газ будет сгорать полностью, но в этом случае остатки воздуха будут образовывать двуокись азота, что экологически недопустимо, так как это соединение вредно для человека и окружающей среды.

Система автоматического регулирования разряжения в топке котла сделана для поддержания топки под наддувом, то есть, чтобы поддерживать постоянство разряжения (примерно 4 мм вод.ст.). При отсутствии разряжения пламя факела будет прижиматься, что приведет к обгоранию горелок и нижней части топки. Дымовые газы при этом пойдут в помещение цеха, что делает невозможным работу обслуживающего персонала.

В питательной воде растворены соли, допустимое количество которых определяется нормами. В процессе парообразования эти соли остаются в котловой воде и постепенно накапливаются. Некоторые соли образуют шлам – твердое вещество, кристаллизующееся в котловой воде. Более тяжелая часть шлама скапливается в нижних частях барабана и коллекторов.

Повышение концентрации солей в котловой воде выше допустимых величин может привести к вспениванию и образованию накипи. Поэтому соли, скопившиеся в котловой воде, удаляются непрерывной продувкой, которая в данном случае автоматически не регулируется. Расчетное значение продувки парогенераторов при установившемся режиме определяется из уравнений баланса примесей к воде в парогенераторе. Таким образом, доля продувки зависит от отношения концентрации примесей в воде продувочной и питательной. Чем лучше качество питательной воды и выше допустимая концентрация примесей в воде, тем доля продувки меньше. А концентрация примесей, в свою очередь, зависит от доли добавочной воды, в которую входит, в частности, доля теряемой продувочной воды.

Рассмотрим сигнализации и защиты котельных агрегатов.

Сигнализация параметров и защиты, действующие на останов котла, физически необходимы, так как машинист котла не в силах уследить за всеми параметрами функционирующего котла. Вследствие этого может возникнуть аварийная ситуация. Например, при пуске воды из барабана, уровень воды в нём понижается, вследствие этого может быть нарушена циркуляция и вызван,

					13.03.01.2019.090.07 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

пережѐг труб донных экранов. Сработавшая без промедления защита, предотвратит выход из строя парогенератора. При уменьшении нагрузки парогенератора, интенсивность горения в топке снижается. Горение становится неустойчивым и может прекратиться [26]. В связи с этим предусматривается защита по погашению факела. Надежность защиты в значительной мере определяется количеством, схемой включения и надежностью используемых в ней приборов. По своему действию защиты подразделяются:

- на действующие, на останов парогенератора;
- снижение нагрузки парогенератора;
- выполняющие локальные операции.

### 6.3 Контрольно-измерительные приборы (КИП)

В котельной теплотехнический контроль за работой оборудования осуществляется при помощи различных контрольно-измерительных приборов. Контрольно-измерительные приборы и автоматика (КИПиА) предназначены для измерения, контроля и регулирования температуры, давления, уровня воды в барабане и обеспечивают безопасную работу теплогенераторов и теплоэнергетического оборудования котельной. По показаниям этих приборов ведут оптимальный эксплуатационный режим работы котельного агрегата, его испытание и наладку, а также следят за надёжностью и экономичностью работы установки.

Приборы, используемые в котельной, в зависимости от определяемых параметров, можно разделить на четыре группы:

1. для измерения температуры;
2. давления и разрежения;
3. расхода жидкостей, водяного пара и газа;
4. для анализа газов.

В зависимости от способов фиксирования результатов измерения приборы разделяют:

1. на показывающие;
2. регистрирующие (самопишущие);
3. суммирующие (интегрирующие).

Контрольно-измерительные приборы устанавливаются на видном месте, удобном для наблюдения за их показаниями. Показывающие приборы, не требующие постоянного и непрерывного наблюдения за их показаниями, устанавливают «по месту», т.е. вблизи точек замера. Эти приборы используются для периодического контроля за работой котельного агрегата. Приборы, по которым ведѐтся непрерывный контроль за режимом работы котельной установки, устанавливают на тепловом щите, который располагают перед фронтом котельного агрегата [28]. На этот же щит выносятся приборы автоматики и кнопки дистанционного управления вспомогательными

механизмами котельной установки. Все самопишущие и суммирующие приборы, а также приборы сигнализации должны располагаться на тепловом щите, который устанавливается в котельной.

Объём автоматизации принимается в соответствии с СНиП – 2 –35-76 и требованиями заводов-изготовителей тепломеханического оборудования. В котельной установлены следующие приборы: манометры, термометры, расходомеры, газоанализаторы. Кроме приборов КИП в котельной действуют системы автоматического регулирования тепловых процессов, а также система сигнализации и автоматика безопасности.

#### **6.4 Автоматика безопасности**

Все котельные агрегаты оборудуются автоматикой безопасности.

Предусматривается прекращение подачи топлива к горелкам в случаях:

1. снижения или повышения уровня воды против допустимых пределов;
2. повышения давления пара в барабане котла;
3. понижения давления воздуха;
4. уменьшения разрежения или погасания факела в топке;
5. понижения давления газа перед горелками;
6. прекращения работы вентилятора или дымососа;
7. неисправности автоматики безопасности;

Основным прибором автоматики безопасности является клапан-отсекатель, который при всех указанных нарушениях режима работы котельного агрегата автоматически прекращает подачу топлива к горелкам.

#### **6.5 Описание схемы автоматизации**

Функциональная схема систем автоматизации технологических процессов является основным техническим документом, определяющим структуру и характер систем автоматизации технологических процессов, а также оснащения их приборами и средствами автоматизации [28]. На функциональной схеме дано упрощенное изображение агрегата БЭМ-25/4,0-440, устанавливаемого в котельной предприятия ООО «ЗЭМЗ-Энерго в городе Златоуст на месте демонтируемого котла ДКВР 20/13 ст. №1. Проектом предусматривается оснащение приборами теплового контроля, управления, защиты и сигнализации.

Функциональная схема автоматизации парового котла БЭМ-25/4,0-440 выполнена согласно ГОСТа 21.404-85. В таблице 6.1 предоставлен перечень оборудования автоматизации.

Котел БЭМ-25/4,0-440 оснащается комплектным устройством управления САУ «Котел-М2», осуществляющим следующие функции:

- автоматическое выполнение технических операций в требуемой последовательности при пуске и останове котла;

					<i>13.03.01.2019.090.07 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

- автоматический розжиг горелки котла, включая защиту и блокировку в процессе розжига;
- защита котлоагрегата (отсечка топлива и последующие блокировки) в рабочем режиме.
- технологическая сигнализация при отклонении параметров от нормы;
- автоматическое регулирование процесса работы котлоагрегата, включая: регулирование нагрузки котлоагрегата: по импульсу изменения давления в барабане котла, с воздействием на регулируемую заслонку на газопроводе к котлу ( в блоке БГЗ); регулирование соотношения «топливо-воздух»: по импульсу изменения давления газа и воздуха, с воздействием на направляющий аппарат вентилятора; регулирование разрежения в топке: по импульсу изменения разрежения, с воздействием на направляющий аппарат дымососа; автоматическое регулирование уровня в барабане котла: по импульсу изменения уровня в барабане котла, с воздействием на регулирующий клапан на подводе питательной воды к котлу.

- цифровая индикация на пульте управления следующих параметров работы котлоагрегата:

- 1 температура пара после котла;
- 2 давление в паропроводе от котла;
- 3 уровень в барабане котла;
- 4 давление газа и воздуха перед горелкой котла;
- 5 разрежение в топке котла;
- 6 температура дымовых газов до и после экономайзера.

Исполнительные устройства автоматики:

- блок газовый БГЗ (ЗАО «Амакс»), установленный на газопроводе к котлу и включающий в себя:

- 1 отсечные клапаны (М1, УА5+М2, УА6);
- 2 клапан опрессовки электромагнитный (УА1);
- 3 клапаны электромагнитные на линии подвода газа к запальнику (УА2...УА4);
- 4 дроссельную заслонку с электроприводом (ИМ1);
- 5 манометры и датчики-реле давления.

- механизмы электрические однооборотные типа МЭО, для управления направляющими аппаратами вентилятора, дымососа и регулирующим клапаном на питательной воде (ИМ2...ИМ4);

- электроприводы дымососа, вентилятора и задвижки на паропроводе от котла (М3...М5).

Для регистрации в архивах некоторых параметров работы котлоагрегата используется теплоэнергоконтроллер ТЭКОН-10, на который выводятся:

- давление в барабане котла;
- уровень в барабане котла;
- расход пара от котла;

					13.03.01.2019.090.07 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49



- расход газа на котел.

Для оперативного контроля за работой котлоагрегата предусмотрена установка по фронту котла «Щит напоромеров», с приборами:

- давление воздуха перед горелкой;
- давление газа перед горелкой;
- разрежение в топке;
- разрежение перед дымососом.

Газопровод котельной оборудуется:

- счетчиком газа СГ 16М, для измерения расхода газа на ГРУ (с подсоединением к ТЭКОН-10);
- термометром ТСМ для измерения температуры газа на ГРУ (с подсоединением к ТЭКОН-10);
- датчиком давления МЕТРАН-43ДИ для измерения давления газа на ГРУ (с подсоединением к ТЭКОН-10);
- датчиком-реле давления ДН-40 для сигнализации отклонения давления газа после ГРУ;
- манометром МП4-Уи термометром ТБ-2 для контроля давления и температуры газа до ГРУ;
- мановакуумметром МВП4-У для контроля давления газа после ГРУ.

Помещение котельной в зоне размещения котла ДЕ-16-14 ГМ и новой ГРУ оборудуется:

- сигнализатором загазованности по СН4 (по утечке природного газа).

Сигнализатор СТМ 10 устанавливается на щите учета. К нему подключены 4 датчика по СН4, установленные в зоне ГРУ (2шт.), в зоне газопровода к котлу (1 шт.), в зоне установки щитов КИПиА (1шт.). Сигнализатор имеет два порога сигнализации – предупредительный и аварийный).

сигнализаторами загазованности по СО (по утечке газов из газохода).

Сигнализаторы типа СОУ-1 устанавливаются в зоне газохода котла (1шт.) и в зоне установки щитов КИПиА (1шт.). Каждый СОУ-1 имеет два порога сигнализации – предупредительный и аварийный).

При поступлении предупредительного сигнала от любого из вышеперечисленных сигнализаторов на щите учета звенит звонок и загорается соответствующее табло [28].

При поступлении аварийного сигнала от любого из вышеперечисленных сигнализаторов звучит сирена, производится отсечка газа на ГРУ, загорается красный сигнал у входа в котельную.

Таблица 6.1 - Перечень оборудования автоматики

Позиция	Наименование	Количество	Примечание
1	2	3	4

1	Термопреобразователь сопротивления платиновый ТСП-0193-01	1	Температура пара на выходе из котла.
			Контроль
2-1, 2-2	Термопреобразователь сопротивления платиновый ТСП-0193-01 ТУ 311-00226253.037-93	2	Температура уходящих газов до и после экономайзера.
			Контроль.
			Сигнализация.
3	Манометр показывающий, сигнализирующий ДМ-2005 Сг ТУ 25-7329.004-90	1	Давление в барабане котла.
			Контроль.
			Защита.

Продолжение таблицы 6.1

1	2	3	4
4	Манометр показывающий, сигнализирующий ДМ-2010 Сг ТУ 311-0225591.006-90	1	Давление газа на входе котел.
			Сигнализация.
5	Напоромер мембранный показывающий НПМ-52-М2 ТУ 25-7305.014-90	1	Давление воздуха перед горелкой.
			Контроль.
6	Напоромер мембранный показывающий НПМ-52-М2 ТУ 25-7305.014-90	1	Давление газа передгорелкой.
			Контроль.
7	Тягонапоромер мембранный показывающий НПМ-52-М2 ТУ 25-7305.014-90	1	Разрежение в топке.
			Контроль.
8	Датчик-реле напора ДН-2,5 ТУ 25-02.160217-83	1	Давление воздуха перед горелкой.

			Защита.
9-1, 9-2	Датчик-реле напора ДН-40 ТУ 25-02.160217-83	2	Давление газа перед горелкой.
			Защита.
10	Датчик-реле напора и тяги ДНТ-1 ТУ 25-02.160217-83	1	Разрежение в топке.
			Контроль.
			Защита.
11	Датчик давления-разрежения Метран-45-ДИВ	1	Разрежение в топке.
			Регулирование.
12	Датчик избыточного давления Метран-45-ДИ	1	Давление воздуха перед горелкой.
			Регулирование.
13	Датчик избыточного давления Метран-43-ДИ	1	Давление газа перед горелкой.
			Регулирование.

Продолжение таблицы 6.1

14	Датчик избыточного давления Метран-43-ДИ	1	Давление в барабане котла.
			Регулирование.
15а-1, 15а-2 15-1(2)	Сосуд уравнивающий конденсационный СКУР-10-а	2	Уровень в барабане котла.
			Контроль.
	Датчик перепада давлений Метран-43-ДД	2	Защита.
17а 17	Сосуд разделительный СКУР-10-а	1	Давление мазута на котел.
	Манометр показывающий Дм-2010 Ст	1	Защита.
			Контроль.
18	Тягомер мембранный показывающий ТММП-52-М2 ТУ 25-7305.014-90	1	Разрежение перед дымоходом.
			Контроль.
19 20	Термометр показывающий биметаллический ТБ-2 ТУ 25-7310-0070-87	2	Температура питательной воды до и после экономайзера.
			Контроль.

Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.01.2019.090.07 ПЗ ВКР

Лист

52

21	Термометр показывающий	1	Температура воздуха на котел.
	биметаллический ТБ-2 ТУ 25-7310-0070-87		Контроль.
22	Фотодатчик частотный ФДЧ	1	Погасание факела.
			Защита.
23	Мановакуумметр показывающий МВПЗ-У ТУ 25-02-180335-84	3	Давление на всасывательных насосов.
			Контроль.
24	Манометр показывающий МПЗ-У ТУ 25.02.180335-84	3	Давление на напоре питательных насосов.
			Контроль.

Окончание таблицы 6.1

25, 26	Манометр показывающий МПЗ-У ТУ 25.02.180335-84	2	Давление питательной воды до и после регулирующего клапана.
			Контроль.
27	Манометр показывающий МП4-У ТУ 25.02.180335-84	1	Давление в барабане котла.
			Контроль.
28а,29а	Сосуд разделительный СР-25-БТУ 25-7439.0018-90	2	Давление прямого и обратного мазута на котел.
			Контроль.
28 29	Манометр показывающий МПЗ-УТУ 25.02.180335-84	2	Давление пара на распыл мазута.
30	Манометр показывающий МПЗ-У ТУ 25.02.180335-84	1	Контроль.
31а	Диафрагма камерная ДКС 0,6-150-А/Б-1	1	Расход газа на котел.

	ГОСТ 26969		Контроль.
			Регистрация.
316	Датчик давлений МЕТРАН-43-ДД	1	Расход газа на котел.
32а	Диафрагма камерная ДКС 2,5-200-А/Б-1	1	Расход пара от котла.
			Контроль.
32б	Сосуд уравнильный конденсационный СКУР-10-а	2	Регистрация.
33	Датчик перепада давлений МЕТРАН-43-ДИ	1	Уровень в барабане котла.
			Контроль.
			Регистрация.
34	Датчик избыточного давления МЕТРАН-43-ДИ	1	Давление после котла.
			Контроль.
			Регистрация
35	Комплект оборудования для газовых анализов КГА-1-1ТУ 92.891.006-90	1	Состав уходящих газов от котла.

## 7 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ

### 7.1 Выбросы загрязняющих и токсичных веществ с дымовыми газами в атмосферу

Окружающая среда, а именно атмосферный воздух-это незаменимая часть нашей жизни, без него было бы невозможным существование человека на земле.

Атмосферный воздух наиболее сильно подвергается вредному воздействию со стороны человека. Следствие этому - страдает и сам человек.

Выбросы вредных веществ в атмосферу продуктов сгорания приводят не только к прямому токсическому и канцерогенному воздействию, но и глобальным проблемам: разрушению озонового слоя, парниковому эффекту, кислотным осадкам.

По своей структуре выбросы от котельной подразделяются на несколько видов:

- 1.Газообразные выбросы;
- 2.Сточные воды;
- 3.Твёрдые выбросы.

При полном сгорании топлива в дымовых газах содержатся такие соединения, как  $\text{CO}_2$  – углекислый газ, азот  $\text{N}_2$ , оксиды серы  $\text{SO}_2$ (сернистый ангидрид),  $\text{SO}_3$ (серный ангидрид), зола и водяные пары  $\text{H}_2\text{O}$ .

Из них большинство относится к вредным веществам, влияющим на организм человека.

При неполном сгорании природного газа образуются следующие токсичные вещества: окись углерода  $\text{CO}$ , углеводороды  $\text{CH}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_4$  и многие другие, также образуются канцерогенные вещества. Эти продукты являются наиболее опасными компонентами, а их наличие свидетельствует о том, что система сжигания топлива несовершенна и нуждается в доработке.

Образование окислов азот в топках зависит от конструктивного состава и расположения горелок, мощности топки, тепловой нагрузки, типа топлива, скорости охлаждения газов и многих других показателей.

В дымовых газах котельных агрегатов обычно содержится 95-98% окиси азота и 2-5% двуокиси азота  $\text{NO}_2$ .

Экологическая безопасность объекта может обеспечиваться только при помощи технологии и может находиться под контролем совместно с экономическим ростом и ростом населения.

Критерием санитарной оценки является предельно допустимая концентрация (ПДК) вредного вещества в воздухе. Под ПДК следует понимать такую концентрацию различных веществ и химических соединений, которая при ежедневном воздействии в течение длительного времени на организм человека не вызывает каких-либо патологических изменений или заболеваний. Предельно допустимые концентрации атмосферных загрязнений устанавливаются в двух показателях: как максимально-разовые (за 20 мин) и среднесуточные (за 24 ч).

					13.03.01.2019.090.07 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

Из всех широко используемых видов топлива наиболее экологически чистым является природный газ. При сжигании в топках котлов природного газа наиболее вредными являются образующиеся при этом окислы азота. Существуют промышленные способы, позволяющие существенно снизить количество образующихся при сжигании топлива окислов азота. Кроме того, как и в других случаях, рассчитывается высота дымовой трубы, которая может рассеивать в слоях атмосферы эти вредные выбросы и, тем самым, не допускается превышение ПДК. Предельно допустимые концентрации атмосферных загрязнений устанавливаются в двух показателях: как максимально-разовые (за 20 мин) и среднесуточные (за 24 ч).

## 7.2 Проверка соответствия существующей дымовой трубы для модернизированной котельной

В современных производственных и отопительных котельных дымовая труба служит не столько для создания тяги, сколько для отвода продуктов сгорания на определённую высоту, при которой обеспечивается рассеивание вредных примесей до допустимых санитарными нормами концентраций в зоне нахождения людей.

В настоящее время в котельной установлено 2 паровых котла ДКВР 20/13

Котел БЭМ-25/4,0-440 устанавливается на место демонтируемого котла ДКВР 20/13. Дымовые газы отводятся наземными боровами в кирпичную дымовую трубу  $D_y = 1,2$  м,  $H = 30$  м. В эту же трубу отводятся дымовые газы от еще одного котла ДКВР 20/13.

Исходя из того, что на дымовую трубу работают два котла, нужно знать расчетные данные двух котлов. Основным топливом является природный газ.

## 7.3 Поверочный расчет дымовой трубы

$H=30$  м;  $D_y=1,2$  м

Данные необходимые для расчета

Характеристика котла ДКВР 20/13:

$D = 20$  т/ч – паропроизводительность одного котла;

$\eta = 92\%$  – КПД котельного агрегата;

количество котлов – 1 шт.

Расход газа на котел ДКВР 20/13  $V = 1074$  м<sup>3</sup>/ч = 0,3 м<sup>3</sup>/с.

$t_{yx} = 150$  °С (423К) – температура дымовых газов на выходе из котла (для котла ДКВР 20/13)

Характеристика котла БЭМ-25/4,0-440:

$D = 25$  т/ч – паропроизводительность одного котла;

$\eta = 94,5\%$  – КПД котельного агрегата;

					<i>13.03.01.2019.090.07 ПЗ ВКР</i>	Лист
						56
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

количество котлов – 1 шт.

$\alpha = 1,2$  – коэффициент избытка воздуха при работе котла на газе;

$t_{yx} = 150^\circ\text{C}$  (423K) – температура дымовых газов на выходе из котла (для котла БЭМ-25/4,0-440);

$P_{атм} = 735$  мм.рт.ст. – атмосферное давление;

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

Концентрация оксида азота в дымовых газах  $C_{NO}$  (при н.у.) = 215 мг/м<sup>3</sup> (для котла БЭМ-25/4,0-440).

Расход газа на котел БЭМ-25/4,0-440 берем из теплового расчета котла:

$$B = 2160 \text{ м}^3/\text{ч} = 0,6 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Рассчитаем объемы продуктов сгорания и воздуха необходимые для сжигания 1 м<sup>3</sup> сухого газообразного топлива (природного газа) [29]:

Теоретический объем воздуха, необходимый для сжигания 1 м<sup>3</sup> топлива:

$$V = 9,732 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Теоретические объемы продуктов сгорания топлива определяем по предыдущим расчетам из главы номер 3:

Объем двухатомных газов.

$$V_{..} = 7,697 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Объем трехатомных газов

$$V_{..} = 1,038 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Объем водяных паров.

$$V_{H_2O}^0 = 2,184 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Действительный объем продуктов сгорания:

$$V_{H_2O}^0 = 11,74 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Определим расход продуктов сгорания топлива при нормальных условиях:

$$V = V \cdot \Sigma B \quad (6.1)$$

					13.03.01.2019.090.07 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57



$$V = 11,74 \cdot (0,6 + 0,3) = 10,566 \text{ м}^3/\text{с}$$

Расчетный объем дымовых газов при нормальных условиях по формуле:

$$V_p = \frac{P_n \cdot V_n \cdot T_p}{T_p \cdot P_p} \quad (6.2)$$

где  $P_n$ -атмосферное давление при нормальных условиях,  $P_n=760$  мм.рт.ст;  
 $T_n$ -температура продуктов сгорания на выходе из дымовой трубы при нормальных условиях,  $T_n=273$  К;

$T_p$ -температура продуктов сгорания на выходе из дымовой трубы при рабочих условиях,  $T_n=273+150= 423$ К;

$P_p$ -рабочее давление при рабочих условиях,  $P_p=735$  мм.рт.ст.

$$V = \frac{760 \cdot 10,566 \cdot 423}{423 \cdot 725} = 16,92$$

Расчет выбросов окислов азота

Суммарное количество оксидов азота, выбрасываемых в атмосферу с дымовыми газами:

$$M = C \cdot \Sigma B \cdot V \quad (6.3)$$

$$M = 0,215 \cdot (0,6 + 0,3) \cdot 16,93 = 3,27 \text{ г/с}$$

На котельной установлена кирпичная дымовая труба, которая имеет длину 30 м и диаметр 1,2 м. Определим максимальную приземную концентрацию вредных веществ для существующей дымовой трубы по формулам (6.4) – (6.9) [29]

Для того, чтобы рассчитать приземную концентрацию определим:

$A = 160$  – коэффициент, зависящий от температурной стратификации атмосферы (характер изменения температуры с высотой) для неблагоприятных метеорологических условий;

$M = 1,54$  г/с – суммарное количество вредного вещества, выбрасываемого в атмосферу

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

$m, n$  – безразмерные коэффициенты, учитывающие условия выхода газовой смеси из устья источника выброса.

$Z$  – число дымовых труб

					13.03.01.2019.090.07 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

Разность температур  $\Delta T_b$  (6.4):

$$\Delta T = t_{\text{ух.г}} - t_b \quad (6.4)$$

$$\Delta T = 150 - 21,7 = 128,3^\circ\text{C}$$

Рассчитаем скорость  $\omega$  (6.4):

$$\omega = \frac{4V_p}{\pi D_o^2} \quad (6.5)$$

$$\omega = \frac{4 \cdot 16,92}{3,14 \cdot 1,2} = 14,96 \text{ м/с}$$

Коэффициент  $f$  (6.5):

$$f = \frac{10^3 \cdot \omega^2 \cdot D_o}{h_3^2 \cdot \Delta T} \quad (6.6)$$

$$f = \frac{10^3 \cdot 14,96^2 \cdot 1,2}{30^2 \cdot 130} = 2,29$$

Коэффициент  $m$  (6.6):

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{f} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{f}} \quad (6.7)$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{2,29} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{2,29}} = 0,787$$

Опасная скорость ветра по формуле (6.7)

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt{\frac{V \cdot \Delta T}{h_3}} \quad (6.8)$$

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt{\frac{10,566 \cdot 130}{30}} = 4,39 \text{ м/с} > 2 \Rightarrow n = 1$$

					13.03.01.2019.090.07 ПЗ ВКР	Лист
						59
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Произведем расчет максимальной приземной концентрации вредных веществ и сделаем вывод о целесообразности подключения нового котла к имеющейся трубе.

Определим максимальную приземную концентрацию вредных веществ по формуле (6.8):

$$c_m = \frac{A \cdot M \cdot F \cdot m \cdot n}{h^2 \cdot \sqrt[3]{V \cdot \Delta T}} \quad (6.9)$$

$$c_m = \frac{160 \cdot 3,27 \cdot 1 \cdot 0,787 \cdot 1}{30^2 \cdot \sqrt[3]{10,566 \cdot 130}} = 0,0411 \text{ мг/м}^3$$

Вывод:

Дымовая труба, находящаяся на предприятии, соответствует требованиям по предельно допустимой концентрации (ПДК) и может использоваться при установке нового парового котла БЭМ-25/4,0-440.

					<i>13.03.01.2019.090.07 ПЗ ВКР</i>	Лист
						60
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 8 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

### 8.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов, воздействующих на оператора котельной

Объектом выпускной квалификационной работы является производственно-отопительная котельная. Основным топливом для котельной служит природный газ (по ГОСТ 5542-87 «Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия») среднего давления.

Котельная предназначена для теплоснабжения Северо-Западного района города Златоуста. Здание котельной располагается как отдельно стоящее здание

Основным топливом на котельной является природный газ.

Котельная работает при постоянном присутствии обслуживающего персонала.

В арсенале котельного оборудования имеются: два котла ДКВР 20-13, два котла ГМ-50-1, два котла ПТВМ-50-1, два котла КВГМ-100-1, один котел ДЕ-25-24-380 ГМО.

Состав эксплуатационного персонала котельной: восемь дежурных операторов.

Они работают по черырехсменному графику по 12 часов.

Задачей дежурного оператора является осмотр оборудования два раза минимум (при сдаче смены и ее приеме).

Помимо основных обязанностей, оператор имеет такие обязанности как:

- слежение за ходом технологического процесса, а именно, фиксация или при необходимости регулирование параметров для поддержания заданных характеристик;
- ведение рабочих журналов;
- охранная функция наблюдение, т.е. дежурный оператор, несет как административную, так и уголовную ответственность.

При эксплуатации котлоагрегатов оператором основными вредными производственными факторами являются:

Травмоопасные:

- движущиеся и вращающиеся части механизмов, установленные в котельной (насосы, вентиляторы, дымососы);
- повышенное давление, под которым находятся трубопроводы с водой;
- возможность поражений электрическим током;
- возможность падения с высоты падающих деталей и предметов;
- аварии вследствие разрушения, повреждения и выхода из строя оборудования.

Возможные аварийные случаи:

1. Утечка топлива
2. Взрыв котла

					13.03.01.2019.090.07 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

3. Повышение давление в барабане котла выше разрешенного на 10% и продолжает расти;

4. повышение уровня воды выше высшего допустимого уровня;

## **8.2 Безопасность производственных процессов и оборудования**

Согласно Приказу Минтруда России от 17.08.2015 N 551н (ред. от 15.11.2018) "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации тепловых энергоустановок" (Зарегистрировано в Минюсте России 05.10.2015 N 39138) выделим следующие положения.

Производственная инструкция по обслуживанию котлов и вспомогательного оборудования должна быть вывешена на рабочем месте оператора котельной.

Персонал котельной должен чётко знать и выполнять все требования, изложенные в производственной инструкции.

Обслуживание котлов может быть поручено лицам не моложе 18 лет, прошедшим медицинское освидетельствование, обученным по соответствующей программе и имеющим удостоверение квалификационной комиссии на право обслуживания котлов.

Повторная проверка знаний этих лиц должна производиться комиссией предприятия.

При вступлении на дежурство персонал котельной обязан, ознакомится с записями в оперативном журнале, и проверить исправность обслуживаемых котлов и относящегося к ним оборудования, а также исправность аварийного освещения.

Приём и сдача смены должны оформляться старшим оператором по смене записью в оперативном журнале с указанием результатов проверки котлов и относящегося к ним оборудования, водоуказательных приборов, сигнализаторов предельных уровней воды, манометров, предохранительных клапанов, питательных приборов и средств автоматики.

Операторы котельной во время дежурства не должны отвлекаться от выполнения своих обязанностей, возложенных на них данной инструкцией.

Помещение котельной, котлы и всё оборудование должны содержаться в исправном виде и надлежащей чистоте.

Запрещается загромождать помещения котельной или хранить в нём какие-либо материалы и предметы. Проходы в котельной и выходы из неё должны быть всегда свободными. Двери для выхода из котельной должны легко открываться наружу.

Открывание люков и лючков, а также ремонт элементов котлов разрешается производить только при полном отсутствии давления. Перед открыванием люков и лючков, расположенных в пределах водяного пространства вода из элементов котлов должна быть удалена.

При работе в котле, на его площадках и в газоходах для освещения должно применяться напряжение не выше 12 В.

					<i>13.03.01.2019.090.07 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

При обнаружении признаков загазованности помещения котельной включение и выключение электроосвещения и электрооборудования, выполненного не во взрывозащищённом исполнении, растопка котлов, а также пользование открытым огнём запрещается. Настоящий стандарт устанавливает следующие сигнальные цвета: красный, желтый, зеленый, синий. Для усиления зрительного восприятия цветографических изображений знаков безопасности и сигнальной разметки сигнальные цвета следует применять в сочетании с контрастными цветами – белым или черным. Контрастные цвета необходимо использовать для выполнения графических символов и поясняющих надписей.

### **8.3 Требования охраны труда, предъявляемые к эксплуатации топливно-энергетического хозяйства**

Основным топливом, используемым на котельной является природный газ, то рассмотрим требования, предъявляемые к эксплуатации топливного хозяйства (согласно Приказу «Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации тепловых энергоустановок»).

Так как неправильная эксплуатация топлива может являться одним из опасных факторов, влияющим на человека.

Требования, предъявляемы к персоналу при работе с топливом в котельном цехе:

1. При эксплуатации топливного хозяйства обеспечиваются своевременная и бесперебойная подготовка и подача топлива в котельную.

2. В документах на поставку топлива указываются:

1) для твердого топлива - марка, низшая теплота сгорания, группа по зольности, предельное значение зольности и влажности, содержание летучих, класс по крупности, отсутствие в топливе посторонних включений, кроме того, для кузнецких углей - группа окисленности, а для торфа - минимальное значение влажности;

2) для жидкого топлива - марка, низшая теплота сгорания, температура вспышки и предельное содержание серы, допустимое содержание влаги;

3) для газообразного топлива - низшая теплота сгорания, плотность газа и предельное содержание влаги, конденсата, механических примесей и серы.

#### **Жидкое топливо**

1. Все сливное оборудование, насосы и трубопроводы заземляются для отвода статического электричества, возникающего при перекачке мазута, и для защиты от воздействия молний.

2. Площадки для сливного оборудования бетонируются и оборудуются канавами для отвода пролитого мазута в ловушки.

					<i>13.03.01.2019.090.07 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		63

Сливные лотки и съемные рукава необходимо содержать в исправном состоянии и чистоте; по окончании работы они убираются в места, защищенные от солнца и атмосферных осадков.

Ливневые и талые воды сбрасывать с территории мазутного хозяйства в канализацию без предварительной очистки не допускается.

3. Мазут хранится в металлических или железобетонных резервуарах. Крышки люков в резервуарах плотно закрываются на болты с прокладками. Слив топлива в резервуары осуществляется под уровень мазута. Для хранения мазута требуется отдельное специальное помещение, где поддерживается определенная температура.

4. Наземные баки-резервуары для хранения мазута обваловываются в целях предотвращения растекания мазута. Объем обвалования должен быть равен объему наибольшего резервуара.

#### **8.4 Электробезопасность**

Опасность поражения электрическим током

Электробезопасность – система организационных и технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту людей от вредного и опасного воздействия электрического тока, электрической дуги, электромагнитного поля и статического электричества.

Опасность электрического тока в отличие от прочих опасностей усугубляется тем, что человек не в состоянии без специальных приборов обнаружить напряжение дистанционно, как, например, движущиеся части, раскаленные объекты, открытые люки и т.п. Опасность обнаруживается слишком поздно – когда человек уже поражен.

Причины поражения электрическим током и основные меры защиты

Основные причины несчастных случаев от воздействия электрического тока следующие:

- случайное прикосновение или приближение на опасное расстояние к токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- появление напряжения на конструктивных металлических частях электрооборудования – корпусах, кожухах и т.п. – в результате повреждения изоляции и других причин;
- появление напряжения на отключенных токоведущих частях, на которых работают люди, вследствие ошибочного включения установки;
- возникновение шагового напряжения на поверхности земли в результате замыкания провода на землю.

Степень опасного и вредного воздействия на человека электрическим током зависит от:

- рода и величины напряжения и силы электрического тока;
- частоты электрического тока;

					<i>13.03.01.2019.090.07 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

- пути прохождения электрического тока через тело человека;
- продолжительности воздействия электрического тока на человека.

Взаимодействие с электрическим током может привести к:

- электротравмам (ожоги, механического повреждения, электроофтальмия);
- электрическим ударам (возможно со смертельным исходом).

Основными мерами защиты от поражения током являются:

- Обеспечение недоступности токоведущих частей, находящихся под напряжением, для случайного прикосновения;
- электрическое разделение сети; устранение опасности поражения при появлении напряжения на корпусах, кожухах и других частях электрооборудования, что достигается применением малых напряжений, использованием двойной изоляции, выравниванием потенциала, защитным заземлением, занулением, защитным отключением и др.;
- применение специальных электротехнических средств – переносных приборов и приспособлений; организация безопасной эксплуатации электроустановок.

Электронасыщенность современного производства формирует электрическую безопасность, источником которой могут быть электрические сети, электрифицированное оборудование и инструмент, работающая на электричестве.

Конструкция производственного оборудования должны отвечать нормам электробезопасности.

Требования по электробезопасности ссылаются на следующие нормативные документы:

ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). «Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты»

ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ И 1.08.87 «Электробезопасность. Защитное заземление, зануление».

ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ И - 1.04.88 «Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов».

Можно выделить следующие причины поражения электрическим током:

- случайные прикосновения к токоведущим частям,
- поражения при поврежденной изоляции,
- вследствие ошибочного включения установки, находящейся под напряжением.

Ранее был разработан стандарт, который устанавливает предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов, протекающих через человека (ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. «Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов»).

Помещение котельной по поражению электрическим током можно отнести к помещению с повышенной опасностью.

					13.03.01.2019.090.07 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65



Основные мероприятиями по защите рабочих от поражения электрическим током изложены в ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). «Средства защиты работающих. Общие требования и классификация»

К мероприятиям по устранению опасности поражения электрическим током можно отнести следующее:

- защитное заземление;
- электрическая блокировка (при отключении котельных агрегатов предусматривают блокировку электродвигателей вспомогательного оборудования)

					13.03.01.2019.090.07 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

## 9 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ

В существующей котельной установлено два паровых котла типа ДКВР 20/13. Модернизация котельной проводится с целью замены физически изношенного, морально устаревшего и малоэкономичного парового котла ДКВР 20/13 на современный паровой котел БЭМ-25/4,0-440, а также с целью экономии топливно-энергетических ресурсов.

В данном расчёте проводится анализ технико-экономических показателей модернизации котельной, рассчитывается срок окупаемости.

Технико-экономическая часть проекта выполнена в соответствии с заданием на проектирование, нормативных и справочных материалов, а также исходных данных предприятия.

Цель проведения расчёта – обосновать эффективность проекта по модернизации котельной.

### 9.1 Расчет капитальных затрат

Капитальные затраты на модернизацию котельной включают в себя такие затраты как: затраты на составление проектной документации, затраты на строительные работы, на стоимость оборудования, на транспортировку оборудования, затраты на монтаж нового оборудования.

Стоимость оборудования определяем по прейскуранту завода-изготовителя и сводим в таблицу 9.1[44].

Таблица 9.1 - Смета капитальных затрат на модернизацию котельной путем установки дополнительного парового котла БЭМ-25/4,0-440

Наименование затрат	Затраты, тыс. руб.
Проектные работы [45]	240,00
Демонтажные работы [45]	354,00
Транспортные расходы на доставку оборудования [44]	210,00
Монтажные работы [45]	320,00
Оборудование[44]: -Котел БЭМ-25/4,0-440	2080,00
-Вспомогательное оборудование	450,50
Затраты на комплектацию оборудования (3,2% от стоимости оборудования)	80,98
Заготовительно-складские затраты (1,2% от стоимости оборудования)	30,36
Затраты на переобучение персонала:	96,00

Итого :	3861,75
---------	---------

Капитальные вложения на модернизацию котельной составят:

$$K = 3861,84 \text{ тыс.руб.}$$

## 9.2 Расчет текущих затрат

Годовые эксплуатационные затраты включают в себя следующие статьи:

Затраты на топливо.

1. Амортизационные отчисления.
2. Затраты на электроэнергию.
3. Затраты на воду для подпитки.
4. Затраты на текущий ремонт.
5. Общехозяйственные расходы.

Годовые эксплуатационные расходы на производство тепловой энергии найдем по формуле (9.1):

$$\sum I_{\text{ГОД}} = I_{\text{АМОР}} + I_{\text{ТР}} + I_{\text{ТОП}} + I_{\text{ЭЛ.ЭН}} + I_{\text{В}} + I_{\text{ПР}} \quad (9.1)$$

где:  $I_{\text{АМОР}}$  – затраты на амортизацию оборудования и строений, состоящие из затрат на реновацию и капитальный ремонт;

$I_{\text{ТР}}$  – затраты на текущий ремонт оборудования;

$I_{\text{ТОП}}$  – затраты на потребляемое топливо;

$I_{\text{ЭЛ.ЭН}}$  – затраты на электроэнергию;

$I_{\text{В}}$  – затраты на воду;

$I_{\text{ПР}}$  – прочие расходы.

### 9.2.1 Расчет текущих затрат до модернизации

Амортизационные отчисления определим по формуле (9.2):

$$I_a = H_a \cdot K \quad (9.2)$$

Где:  $H_a$  - норма амортизации, %

$H_a$  принимается равным 10%

$K$  – стоимость оборудования, тыс.руб

Стоимость существующих котельных агрегатов составляет  $K = 1439$  тыс.руб [44].

					13.03.01.2019.090.07 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

$$I_a = 0,1 \cdot 1439 = 143,9 \text{ тыс.руб/год}$$

Произведем расчет затрат на топливо.

Стоимость годового расхода топлива вычисляется по формуле (9.3):

$$I_m = C_m \cdot G_{год} \quad (9.3)$$

где:  $G_{год}$  – годовой расход топлива, тыс. м<sup>3</sup>/год,

$C_m$  – цена топлива, руб./тыс.м<sup>3</sup>,

$C_m = 4630$  руб/тыс м<sup>3</sup> – по тарифам Филиал ОАО «Новатэк» в г. Златоуст [23].

Стоимость годового расхода топлива вычисляется по формуле (9.9):

Время работы котлов: 6500 ч в год.

Расход топлива котлом ДКВР 20/13 составляет 1344 м<sup>3</sup>/час;

$$I_{топ} = 1344 \cdot 6500 \cdot 4,63 = 40447,68 \text{ тыс.руб./год}$$

Затраты на использованную воду:

В данном сравнительном расчете затраты на воду не учитываем, потому что они зависят от вида системы теплоснабжения, но не от типа котлов.

Затраты на электроэнергию определим по формуле (9.4):

$$I_э = C_э \cdot N_э \quad (9.4)$$

где:  $C_э$  – тариф на электроэнергию,

$C_m = 5860$  руб/МВт•ч – по тарифам ОАО «ЧелябЭнергосбыт» [24].

$N_э$  – электрическая мощность, потребляемая котлами.

$$I_э = 5,860 \cdot 243 = 1423,98$$

Затраты на текущий ремонт оборудования определим по формуле (9.5):

Для сравнительных расчётов эти затраты рекомендуется принимать равными 25% от стоимости оборудования.

$$I_{тр} = 0,25 \cdot K \quad (9.5)$$

$$I_{тр} = 0,25 \cdot 1439 = 359,75 \text{ тыс.руб/год}$$

Прочие расходы найдем по формуле (9.6):

Прочие расходы, куда входят затраты на спецодежду, питание и другие расходы принимают равными 3÷5% общей суммы эксплуатационных затрат.

					13.03.01.2019.090.07 ПЗ ВКР	Лист
						69
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$I_{np} = 0,03 \cdot (I_A + I_{TP} + I_{ТОП} + I_{Э} + I_B) \quad (9.6)$$

$$I_{np} = 0,03 \cdot (143,9 + 359,75 + 40447,68 + 1423,98) = 1271,26 \text{ тыс.руб./год}$$

Сумма текущих затрат определяется по формуле (9.7):

$$\sum I_{ГОД} = I_{АМОР} + I_{TP} + I_{ТОП} + I_{ЭЛ.ЭН} + I_B + I_{ПР} \quad (9.7)$$

$$I_{ПР} = 143,9 + 359,75 + 40447,68 + 1423,98 + 1271,26 = 43655,57 \text{ тыс.руб./год}$$

### 9.2.2 Расчет текущих затрат после модернизации

Амортизационные отчисления определим по формуле (9.8):

$$I_a = H_a \cdot K \quad (9.8)$$

где:  $H_a$  - норма амортизации, %

$H_a$  принимается равным 10%

$K$  – стоимость оборудования, тыс.руб

Стоимость новых котельных агрегатов БЭМ-25/4,0-440 составляет  $K = 2530,5$  тыс.руб [44].

$$I_a = 0,1 \cdot 2530,5 = 253,05 \text{ тыс.руб/год}$$

Затраты на топливо: Стоимость годового расхода топлива вычисляется по формуле (9.9):

$$I_m = C_m \cdot G_{год} \quad (9.9)$$

где:  $G_{год}$  – годовой расход топлива, тыс. м<sup>3</sup>/год,

$C_m$  – цена топлива, руб./тыс.м<sup>3</sup>,

$C_m = 4630$  руб/тыс м<sup>3</sup> – по тарифам Филиал ОАО «Новатэк» в г. Златоуст [23].

Стоимость годового расхода топлива вычисляется по формуле (9.9):

Время работы котлов: 6500 ч в год.

Расход топлива котлом БЭМ-25/40-440 составляет 1154 м<sup>3</sup>/час;

$$I_{ТОП} = 1154 \cdot 6500 \cdot 4,63 = 34729,63 \text{ тыс.руб./год}$$

					13.03.01.2019.090.07 ПЗ ВКР	Лист
						70
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Затраты на воду: В нашем сравнительном расчете затраты на воду не учитываем, потому что они зависят от вида системы теплоснабжения, но не от типа котлов.

Затраты на электроэнергию определим по формуле (9.10):

$$I_{э} = C_{э} \cdot N_{э} \quad (9.10)$$

где:  $C_{э}$  - тариф на электроэнергию;

$C_{м} = 5860$  руб/МВт•ч – по тарифам ОАО «ЧелябЭнергосбыт» [24];

$N_{э}$  - электрическая мощность, потребляемая котлами.

$$I_{мон} = 5,86 \cdot 243 = 1423,98 \text{ тыс.руб/год}$$

Затраты на текущий ремонт оборудования определим по формуле (9.11):

Для сравнительных расчётов эти затраты рекомендуется принимать равными 25% от стоимости оборудования.

$$I_{пр} = 0,25 \cdot K \quad (9.11)$$

$$I_{пр} = 0,25 \cdot 2530,5 = 632,625 \text{ тыс.руб./год}$$

Прочие расходы найдем по формуле (9.12). Прочие расходы, куда входят затраты на спецодежду, питание, охрану труда и другие расходы принимают равными 3÷5% общей суммы эксплуатационных затрат.

$$I_{пр} = 0,03 \cdot (I_A + I_{ТР} + I_{ТОП} + I_{э} + I_B) \quad (9.12)$$

$$I_{пр} = 0,3 \cdot (143,9 + 632,625 + 34729,63 + 1423,98) = 1107,901 \text{ тыс.руб./год}$$

Сумма текущих затрат определяется по формуле (9.13):

$$\sum I_{ГОД} = I_{АМОР} + I_{ТР} + I_{ТОП} + I_{эл.ЭН} + I_B + I_{пр} \quad (9.13)$$

$$I_{пр} = 253,05 + 632,625 + 34729,63 + 1423,98 + 1107,901 = 38147,186 \text{ тыс.руб./год}$$

### 9.3 Оценка эффективности модернизации котельной

Оценка эффективности проводится по сроку окупаемости, который определяется по формуле (9.14):

$$T = \frac{K - K_{лик}}{\Delta I} \quad (9.14)$$

					13.03.01.2019.090.07 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71



задач компании. SWOT-анализ позволяет выявить и структурировать сильные и слабые стороны, а также потенциальные возможности и угрозы, также данный анализ является элементом исследований, которые необходимы для составления планов.

S – Сильные стороны (внутренние факторы)

W – Слабые стороны (внутренние факторы)

O – Возможности (внешние факторы)

T – Угрозы (внешние факторы)

Для того чтобы сделать вывод целесообразности модернизации котельной необходимо проанализировать сильные и слабые стороны предприятия. В таблице 9.2 проведем SWOT-анализ для проекта без проведения реконструкции.

Таблица 9.2 – Без проведения модернизации

<b>S: сильные стороны</b>	<b>W: слабые стороны</b>
1. Не требуются капитальные затраты 2. Не требуются переобучение персонала	1. Аварии и, как следствие, частые ремонты 2. Требуется большое количество обслуживающего персонала 3. Большое количество текущих затрат 4. Повышение расхода топлива 5. Повышение выбросов вредных веществ в атмосферу.
<b>O: внешние благоприятные возможности</b>	<b>T: внешние угрозы предприятию</b>
1. Устойчивое получение тепловой энергии. 2. Устойчивый спрос на ГВС и теплоснабжение	1. Рост цен на запчасти для оборудования, установленного в текущий момент 2. Неспособность конкурировать с другими предприятиями 3. Потребность предприятия в покупке дополнительной электроэнергии

В таблице 9.3 проведем SWOT-анализ для проекта с проведением модернизации.

Таблица 9.3 – Проведение модернизации котельной

<b>S: сильные стороны</b>	<b>W: слабые стороны</b>
---------------------------	--------------------------



1.Современный котел обеспечит устойчивое производство тепловой энергии.	1.Большие капитальные затраты
2.Снижение расходов на энергоресурсы.	2.Для замены котла требуется частичная остановка производства.
3.Более долгий срок службы котельного агрегата и безопасность его эксплуатации.	3.требуется повышение квалификации обслуживающего персонала.
4.Снижение выбросов вредных веществ.	

Продолжение таблицы 9.3

<b>О: внешние благоприятные возможности</b>	<b>Т: внешние угрозы предприятию</b>
1.Возможность подключения новых потребителей тепловой энергии. 2.Возможность полностью покрывать потребности предприятия в тепловой и электроэнергии.	1. Повышение цен на оборудование. 2.Повышение цен на энергоресурсы и их доставку на предприятие.

После проведения данного SWOT-анализа можно сделать вывод, о том, что сильные стороны и возможности реализации проекта модернизации котельной весомее и значительнее слабых сторон и угроз внешней среды.

Поэтому предприятию необходимо сделать выбор в пользу проекта модернизации котельной, так как он будет более целесообразен, чем работа со старым оборудованием.

#### 9.4 Оценка движущих и сдерживающих факторов изменения

Для оценки движущих и сдерживающих сил пользуются полем сил Курта Левина.

Данный способ предполагает рассмотрение любую ситуацию или организацию, как балансирующее между движущими и сдерживающими силами изменения.

Рассмотрим движущие силы:

1. Экономия топлива – при замене котла ДКВР 20/13 на котел БЭМ-25/4,0-440 расход топлива на котельной уменьшается. Влияние данной силы можно рассматривать как сильное.

2. Малый срок окупаемости модернизации котельной - целью любого проекта является получение прибыли в кратчайшие сроки. Влияние данной силы можно рассматривать как среднее.

3. Усовершенствованное оборудование - более высокий КПД у котла БЭМ-25/4,0-440, чем у котла ДКВР 20/13 при работе на газе. Влияние данной силы можно рассматривать как среднее.

4. Возможность получения новых способов финансирования от сторонних инвесторов. Влияние данной силы можно рассматривать, как низкое.

Рассмотрим сдерживающие силы:

1. Неудачный опыт в проведении изменений – предыдущие изменения были плохо спланированы. Влияние данной силы можно рассматривать как сильное.

2. Недостаток средств на приобретение оборудования – предприятие может не одобрить данный проект из-за нехватки необходимых средств. Влияние данной силы можно рассматривать как низкое.

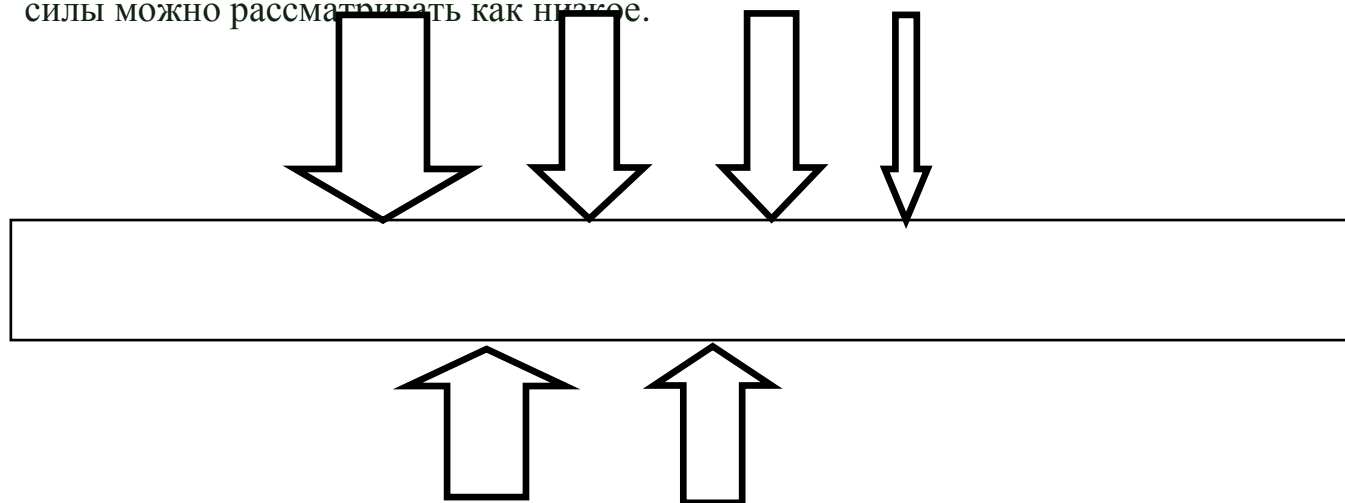


Рисунок 8.1-Анализ поля сил К.Левина

Вывод: С помощью анализа поля сил мы выяснили, что проект является выполнимым, так как сдерживающие силы не превышают движущие силы.

1. Движущие силы:

2. Экономия топлива;
3. Малый срок окупаемости;
4. Усовершенствованное оборудование;

Сдерживающие силы:

1. Недостаток средств на приобретение оборудования;
2. Неудачный опыт в проведении изменений.

Вывод: соотношение движущих сил и сдерживающих сил таково, что движущие силы преобладают и нет необходимости разрабатывать дополнительные мероприятия по преодолению сопротивления

## 9.5 Планирование целей в дереве целей

Дерево целей проекта представляет собой структурную модель, показывающую соподчиненность и связь подразделений в иерархии управления [25] для его построения цель предприятия делится на проектные цели.

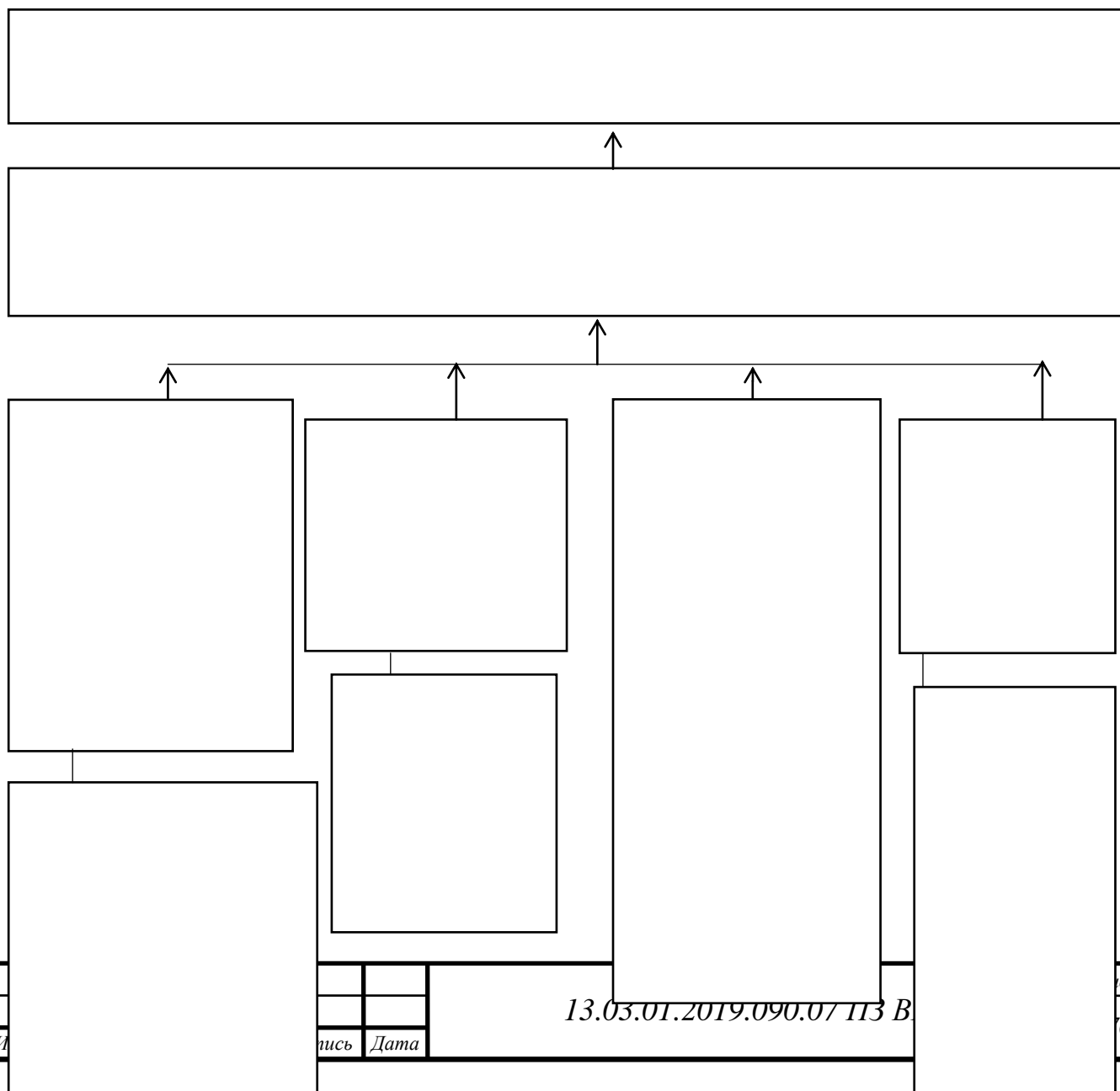
При построении дерева целей опираются на три основных принципа:

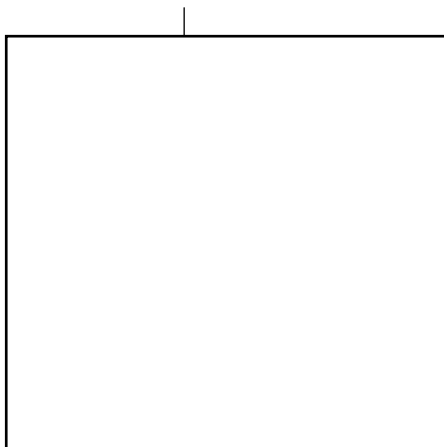
–Соподчиненность, обуславливаемая иерархическим построением социальных систем, а так же наличием иерархии по времени и важности;

–Развертываемость, выражаемая в том, что общая цель конкретизируется несколькими более лояльными, частными целями;

– соотносительная важность, заключающаяся в том, что цели одного и того же уровня имеют различное значение для достижения цели более высокого уровня. Это позволяет ранжировать цели по степени важности, количественно определять их соотносительную важность через коэффициент значимости [25]. На рисунке представлено дерево целей модернизации котельной в г. Златоуст.

### Планирование целей проекта в дереве целей.





## 9.6 График Ганта

Основой планирования любого проекта так же является корректное расположение по времени действий, приводящих к его исполнению. При этом должны выполняться два основных требования:

1 последовательность (определяет, в каком порядке должны происходить действия);

2 зависимость (определяет, зависит ли выполнение данного действия от завершения какого-либо другого этапа работ).

Наиболее практичным методом для планирования мероприятий является график Ганта (таблица 10.5). По вертикальной оси показаны запланированные мероприятия, а по горизонтальной время их реализации. Каждому временному промежутку приписывается определённая задача, которая должна быть выполнена. На диаграмме, помимо основных блоков, может присутствовать специальный дополнительный столбец, показывающий процент выполнения работы. Особые отметки – вехи – применяются для выделения двух и нескольких задач и демонстрации последовательности их выполнения.

В приложении А приведен график Ганта согласно проекту модернизации котельной ООО «ЗЭМЗ-Энерго»

					13.03.01.2019.090.07 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе было дано обоснование и актуальность модернизации котельной ООО «ЗЭМЗ-Энерго», находящейся в городе Златоуст. Было проведено сравнение отечественных и зарубежных технологий. В третьей главе был проведен тепловой поверочный расчет котельного агрегата. В пятой главе была выполнена технологическая часть с целью установки теплообменных аппаратов типа ПСВ-200-7-15. В шестой главе подробно описаны основные контрольно-измерительные приборы и устройства автоматизации. В седьмой главе были проведены расчеты выбросов загрязняющих веществ, также рассчитана имеющаяся дымовая труба высотой 30 м. В восьмой главе были подробно описаны основные мероприятия по безопасности жизнедеятельности при работе на котельной. В девятой главе был проведен технико-экономический расчет.

По приведенным выше экономическим расчетам срок окупаемости модернизации котельной составил 0,56 года, таким образом, срок окупаемости намного меньше 5 лет, что является хорошим показателем, так как целью любого проекта является получение прибыли в кратчайшие сроки. Модернизация данной котельной позволит заменить устаревшее оборудование, имеющего более высокий КПД. Также реконструкция позволит осуществить подключение новых абонентов, а также паровой котел предполагает работу на турбину с последующей выработкой электрической энергии.

					<i>13.03.01.2019.090.07 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		78

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Федеральный закон от 27.07.2010 г. № 190-ФЗ (ред. От 18.07.2011). О теплоснабжении // Российская газета. Федеральный выпуск №5247 (168) от 30 июля 2010 г

2 Федеральный закон РФ от 23.11.2009 г. № 261-ФЗ. Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации// Российская газета. Федеральный выпуск №5050 (226) от 27 ноября 2009 г

3 Федеральный закон от 21.07.2011 г. № 256-ФЗ. О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса// Российская газета. Федеральный выпуск №5537 (161) от 26 июля 2011 г.

4 ГОСТ 12.1.030-81. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление. – М: Государственный стандарт, 16.01.2015

5 ГОСТ 12.1.019-79. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. – М: Государственный стандарт СССР, 1996.

6 ГОСТ 12.4.011-89. Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. – М: Издательство стандартов, 2015.

7 ГОСТ 27322-87. Энергобаланс промышленного предприятия. М.: Государственный комитет СССР по стандартам, 1987.

8 ГОСТ 31607-2012. Энергосбережение. Нормативно-методическое обеспечение. М.: Стандартиформ, 2013.

9 ГОСТ 31532-2012 Энергосбережение. Энергетическая эффективность. Состав показателей. Общие положения –М.: Госстандарт России, 2012.

10 ГОСТ Р 51750-2001. Энергосбережение. Методика определения энергоемкости при производстве продукции и оказании услуг в технологических энергетических системах. – М.: Госстандарт России, 2001.

11 ГОСТ Р 55682.5-2013 Котлы водотрубные и котельно-вспомогательное оборудование. Часть 5. Конструктивное исполнение и технология производства частей котла, работающих под давлением. М.: Стандартиформ, 2014.

12 СНиП II-35-76 Свод правил. Котельные установки. Актуализированная редакция. – М: Минрегион России, 2012.

13 СП 56.13330.2011 Свод правил. Производственные здания. Актуализированная редакция. – М: Минрегион России, 2011.

14 СП 89.13330. 2012. Котельные установки. Актуализированная редакция СНиП II-35-76 – М.: Минрегион России, 2012.

15 Стандарт НП АВОК 1.05.2012. Условные графические обозначения в проектах отопления, вентиляция, кондиционирование воздуха и теплоснабжения.

					13.03.01.2019.090.07 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

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

17 СТО 02494733 5.4-02-2006 Стандарт организации. Расчет тепловых схем котельных. – М: СантехНИИпроект, 2006.

18 Приказ Ростехнадзора от 25.03.2014 № 116 Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности, правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением. – [http://www.rosteplo.ru/Npb\\_files/npb\\_shablon.php?id=1600](http://www.rosteplo.ru/Npb_files/npb_shablon.php?id=1600)

19 Приказ Минтруда РФ от 17.08.2015 №551н Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации тепловых энергоустановок. – <http://minjust.consultant.ru/documents/16380>

20 Руководство. Р2.2.2006-05 «Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификации условий труда ПБ 10-574-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов, 2003.

21 Алабугин, А.А. Экономико-управленческая часть дипломного проекта: учебное пособие / А.А. Алабугин, Р.А. Алабугина. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2011. – 46 с.

22 Бакланова, Н.Н. Котлы и котельные установки зарубежных фирм-производителей, представленные на рынке России: отраслевой каталог 04- 03/ Авт.-сост. Н.Н. Бакланова, А.В. Васичкина, Г.Р. Побережский. – М.: Инпромкаталог, 2006. – 116 с.

23 Безопасность жизнедеятельности / С.В. Белов, А.В. Ильницкая, А.Ф. Козьяков. и др.; 7-е изд., стер.— М.: Высш. шк., 2007,— 616 с.: ил.

24 Бузников, Е.Ф. Производственные и отопительные котельные / Е.Ф. Бузников, К.Ф. Роддатис, Э.И. Берзиньш. – М.: Энергоатомиздат, 2010. – 248 с.: ил.

25 Булкин, А.Е. Автоматическое регулирование энергоустановок: учебное пособие для вузов / А.Е. Булкин. – М.: Изд-во МЭИ, 2009. – 512 с.: ил.

26 Буров, А.Л. Теплотехнические измерения и приборы / А.Л. Буров, В.И. Назаров, В.А. Чиж. – Минск.: Техноперспектива, 2008. – 176 с.: ил.

27 Волошенко, А.В. Проектирование функциональных схем систем автоматического контроля и регулирования / А.В. Волошенко, Д.Б. Горбунов. – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – 109 с.: ил.

28 Галямина, И.Г. Управление процессами: учебник для вузов. Стандарт третьего поколения/ И.Г. Галямина. – СПб.: Питер, 2013. – 304 с.: ил.

29 Грибанов, А.И. Расчёт дымовой трубы / А.И.Грибанов. – Челябинск: ЮУрГУ, 2008. – 22 с.: ил.

					<i>13.03.01.2019.090.07 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80





49 Котлы газовые промышленные: производство, устройство, срок эксплуатации –<http://fb.ru/article/216000/kotlyi-gazovye-promyishlennye-proizvodstvo-ustroystvo-srok-ekspluatatsii>

50 Лебедев П.Д. Теплоиспользующие установки промышленных предприятий: учебное пособие для энергетических вузов и факультетов / П.Д. Лебедев, А.А. Щукин - Москва: Изд-во «Энергия», 1 РФ.

					<i>13.03.01.2019.090.07 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		82