

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РФ  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования

«Южно-Уральский государственный университет  
(национальный исследовательский университет)»

Политехнический институт

Энергетический факультет

Кафедра «Промышленная теплоэнергетика»

Направление подготовки 13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»

ВЫПУСКНАЯ  
КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА  
ПРОВЕРЕНА

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Рецензент, инженер-энергетик II катего-  
рии, ФГУП «ПО «Маяк»

Заведующий кафедрой  
«Промышленная теплоэнерге-  
тика»

\_\_\_\_\_ А.А. Демура

к.т.н., доцент

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.

\_\_\_\_\_ К.В. Осинцев

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.

**Разработка паровой котельной для производственного предприятия  
в Челябинской области**

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА  
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ БАКАЛАВРА  
ЮУрГУ–13.03.01.2019.082.12.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-479

\_\_\_\_\_ Е.А. Трушачкина

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.

Нормоконтролер,  
старший преподаватель

\_\_\_\_\_ Р.А. Алабугина

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.

Челябинск 2019

Трушачкина Е.А. Разработка паровой котельной для производственного предприятия в Челябинской области. – Челябинск: ЮУрГУ, ПИ, Э; 2019, 84 с., 19 ил., 12 табл., библиогр. список – 45 наим., 2 прил., 5 листа чертежей ф.А1, 2 демонстрационных листа ф.А1.

В выпускной квалификационной работе предложен вариант паровой котельной паропроизводительностью 70 т/ч для производственного предприятия Челябинской области. В работе проведено сравнение отечественных и зарубежных котельных агрегатов для аналогичных паровых котельных и выбраны 4 жаротрубных котла ТТ-200.

В специальной части выбрано основное оборудование и произведен поверочный расчет котельного агрегата. Подобрано вспомогательное оборудование котельной.

В научной части обосновано присоединение экономайзера к жаротрубному котлу, предложен вариант установки водяного экономайзера и выполнен его расчет.

Разработаны разделы «Энергосбережение», «Экономика и управление», «Автоматика и КИП», «Безопасность жизнедеятельности» и «Вопросы экологии».

В графической части выпускной квалификационной работе представлены генеральный план, тепловая схема котельной, компоновка котельной, продольный и поперечный разрезы жаротрубного котла ТТ-200, схема автоматики и контрольно-измерительных приборов, демонстрационный лист по разделу «Научная часть», демонстрационный лист по разделу «Экономика и управление».

Графическая часть выполнена на листах в формате А1 с помощью AutoCAD.

					<i>13.03.01.2019.082.12.ПЗ</i>								
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>									
<i>Выполнил</i>	<i>Трушачкина Е.А.</i>				<i>Разработка паровой котельной для производственного предприятия в Челябинской области</i>			<i>Лит.</i>		<i>Лист</i>	<i>Листов</i>		
<i>Руковод.</i>	<i>Пашнин С.В.</i>							<i>В</i>	<i>К</i>	<i>Р</i>	<i>3</i>	<i>84</i>	
<i>Н.контр.</i>	<i>Алабугина Р.А.</i>							<i>ЮУрГУ Кафедра «Промышленная Теплоэнергетика»</i>					
<i>Зав.каф.</i>	<i>Осинцев К.В.</i>												

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 АКТУАЛЬНОСТЬ РАЗРАБОТКИ ПАРОВОЙ КОТЕЛЬНОЙ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ В ЧЕЛЯБИНСКОЙ ОБЛАСТИ .....	8
2 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	9
3 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННОГО И ЗАРУБЕЖНОГО КОТЕЛЬНЫХ АГРЕГАТОВ.....	10
4 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ.....	14
4.1 Тепловой расчет жаротрубно-дымогарного котла ТТ-200.....	14
4.1.1 Исходные данные для теплового расчета котла .....	14
4.1.2 Расчет объемов воздуха и продуктов сгорания .....	15
4.1.3 Расчёт энтальпий воздуха и продуктов сгорания газа .....	18
4.1.4 Расчет теплового баланса котла .....	19
4.1.5 Расчет топочной камеры .....	21
4.1.6 Тепловой расчет конвективных поверхностей нагрева .....	25
4.1.6.1 Расчет второго хода .....	26
4.1.6.2 Расчет третьего хода.....	30
4.1.7 Расчет общей невязки теплового баланса .....	35
4.2 Выбор вспомогательного оборудования .....	35
4.2.1 Выбор пароперегревателя .....	35
4.2.2 Выбор горелки.....	36
4.2.3 Выбор насосов.....	36
4.2.4 Выбор деаэратора.....	37
4.2.5 Выбор сепаратора .....	38
4.2.6 Выбор барботера-охладителя .....	38
4.2.7 Газооборудование .....	39
4.2.8 Химводоподготовка.....	39
5 НАУЧНАЯ ЧАСТЬ. ПОВЫШЕНИЕ КПД КОТЛА ПУТЕМ ОТБОРА ТЕПЛОТЫ ОТ УХОДЯЩИХ ДЫМОВЫХ ГАЗОВ.....	40
6 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	44
7 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ .....	48
7.1 Расчет объемного расхода дымовых газов .....	48
7.2 Расчет максимальной приземной концентрации выбросов и высоты дымовой трубы .....	49
8 АВТОМАТИКА И КИП .....	54
8.1 Предохранительные клапаны .....	56
8.2 Указатели уровня воды прямого действия .....	57
8.3 Регулирование парового котла .....	57
8.3.1 Регулирование экономичности процесса горения .....	57
8.3.2 Регулирование давления свежего пара .....	58
8.3.3 Регулирование разряжения .....	58
8.3.4 Регулирования питания котла.....	58

8.3.5	Регулирование температуры свежего пара .....	60
8.3.6	Регулирование мощности.....	60
8.4	Система сигнализации котла .....	60
9	<b>БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ</b> .....	61
9.1	Опасные факторы пожара .....	61
9.2	Определение класса пожара котельной .....	62
9.3	Определение категории котельной по пожарной и взрывопожарной опасности .....	62
9.4	Определение класса помещения по функциональной пожарной опасности .....	63
9.5	Определение степени огнестойкости котельной .....	63
9.6	Требования охраны труда, предъявляемые к производственным помещениям .....	64
9.7	Пуск и эксплуатация котельного агрегата.....	64
9.8	Первичные средства пожаротушения .....	65
9.9	Средства пожарной автоматики .....	67
9.10	Знаки пожарной безопасности.....	67
10	<b>ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ</b> .....	70
10.1	Расчёт капитальных затрат.....	70
10.2	Расчёт текущих затрат при эксплуатации котельной.....	72
10.3	SWOT-анализ вариантов технических решений.....	76
10.4	Построение дерева целей проекта.....	77
10.5	Оценка поля сил реализации проекта .....	78
10.6	Ленточный график Ганта .....	80
	<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</b> .....	81
	<b>БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК</b> .....	82
	<b>ПРИЛОЖЕНИЯ</b>	
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ А. Тепловая схема котельной</b> .....	85
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Функциональная схема автоматики котла ТТ-200</b> .....	86

## ВВЕДЕНИЕ

Котельные могут подразделяться по способу отпускаемого тепла (водогрейные, паровые), по назначению (отопительные, технологические), по виду использованного топлива (газовые, дизельные, газодизельные, мазутные, газомазутные, твердотопливные), по вариантам исполнения (блочно-модульные, крышные, стационарные, пристроенные, встроенные). Цель у котельных всегда одна – это выработка тепла для дальнейшего его использования.

Паровые котельные – котельные, отпуск тепла в которых происходит через выработку котельной насыщенного или перегретого пара. Паровые котельные являются производственными котельными, в которых предполагается дальнейшее использование пара для производственных нужд, или для производственно-отопительных.

Паровая котельная может быть выполнена в различных вариантах исполнения, это может быть блочно-модульная котельная, стационарная котельная соответственно, как один так и другой вариант может быть выполнен как отдельностоящая, так и пристроенная котельная в зависимости от условий конкретного предприятия.

Паровая котельная также может работать на разных видах топлива: на газу (природный газ, сжиженный газ), на дизельном топливе, на мазуте, иметь два вида топлива основной и резервный, или аварийный (газодизельные, газомазутные). Также топливом могут служить различные виды твердого топлива (древесные отходы, уголь) и возможно различные виды альтернативного топлива.

Котельная, на которой стоят паровые котлы, использующие жидкое топливо (мазут, дизельное топливо, нефть различного вида), должны иметь соответствующие склады топлива и установки подготовки данного топлива к сжиганию в котле. В основном это сводится к подогреву жидкого топлива, чтобы его можно было распылить в горелках для полного сжигания в топке котла.

Котельная, на которой стоят котлы, использующие твердое топливо (уголь, торф, древесные отходы), кроме складов топлива и подготовки его к сжиганию, должны иметь цеха или установки золоудаления. Кроме того, большое внимание надо уделять очистке дымовых газов от продуктов сгорания, точнее сказать от продуктов неполного сгорания топлива (сажи) [1].

Котельные в блочно-модульном исполнении могут применяться для генерации насыщенного пара под технологические нужды отраслей производства таких как: производство строительных материалов, пищевая промышленность, текстильная промышленность, табачная промышленность, химическая промышленность, нефтеперерабатывающая промышленность и многие другие отрасли производства.

Основным достоинством, блочно-модульных котельных является оперативность их ввода в эксплуатацию, низкая себестоимость и экономически выгодное содержание [2].

В настоящее время паровые котельные установки изготавливаются с современным, качественным и высоко надежным оборудованием, обеспечивающим

										лист
										6
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2019.082.12.ПЗ					

длительную и безопасную эксплуатацию, быстроту и удобство обслуживания. Оборудование производится как европейскими, так и российскими компаниями.

Все поставляемое оборудование имеет сертификаты соответствия и разрешения на промышленное применение на территории Российской Федерации.

Паровые котельные могут быть изготовлены под работу в автоматическом режиме и могут эксплуатироваться без постоянного присутствия обслуживающего персонала. Контроль за работой котельной осуществляется непосредственно автоматикой котельной (вся информация выводится на щит управления, устанавливаемый в котельном помещении) плюс общий аварийный сигнал или группа сигналов передается на диспетчерский пульт находящийся вне помещения котельной посредством телефонной, сотовой или интернет связи [3].

					<i>13.03.01.2019.082.12.ПЗ</i>	<i>лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		7

# 1 АКТУАЛЬНОСТЬ РАЗРАБОТКИ ПАРОВОЙ КОТЕЛЬНОЙ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ В ЧЕЛЯБИНСКОЙ ОБЛАСТИ

На сегодняшний день производственное предприятие получает пар на собственные нужды от Аргаяшской ТЭЦ (теплоэлектроцентраль) Челябинской области. Но так как затраты на транспортировку рабочего тела (24 км) достаточно велики, руководством было принято решение о возведении собственной паровой блочно-модульной котельной паропроизводительностью 70 т/ч.

Для обеспечения потребителя необходимым объемом пара в котельной устанавливается 4 паровых котла.

В работе рассматривается 2 варианта пароснабжения:

- от котельной с паровыми котлами фирмы ТЕРМОТЕХНИК марки ТТ-200 паропроизводительностью 20 т/ч;

- от котельной с паровыми котлами Бийского котельного завода марки ДКВр-20-13ГМ паропроизводительностью 20 т/ч.

В результате выявлено, что пароснабжение от блочно-модульной котельной с жаротрубно-дымогарными котлами марки ТТ-200 приведёт к более эффективной работе производственного предприятия. Установка данной индивидуальной котельной позволит сократить расходы на транспортировку теплоносителя, а также позволит удовлетворить необходимые потребности потребителей.

Котельные агрегаты ТТ-200 зарекомендовали себя как надёжное и эффективное оборудование, которое хорошо сочетается с горелочными устройствами ведущих мировых производителей и простотой в обслуживании.

В выпускной квалификационной работе использован ряд прогрессивных технических решений:

- применение новейшего оборудования европейских и отечественных производителей;

- выполнение полной автоматизации процессов работы котельной, позволяющей работать без постоянного дежурного обслуживающего персонала.

Принятые в работе технологические и строительные решения, организация производства и труда соответствуют новейшим достижениям науки и техники.

									лист
									8
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2019.082.12.ПЗ				

## 2 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ

Выпускная квалификационная работа реализуется согласно «Энергетической стратегии России на период до 2030 года» от 13 ноября 2009 года.

Во время выполнения теплового поверочного расчета использовалась следующая учебно-методическая и справочная литература: А.П. Лумми «Расчет жаротрубно-дымогарного котла» [8]; О.М. Рабинович «Сборник задач по технической термодинамике»; С. Л. Ривкин «Термодинамические свойства воды и водяного пара».

Раздел «Энергосбережение» выполнялся в соответствии с Федеральным Законом № 261 от 11 ноября 2009 года «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» [17].

Раздел «Вопросы экологии» выполнялся в соответствии с учебным пособием «Расчёт дымовой трубы» А.И. Грибанов. [20]

Раздел «Безопасность жизнедеятельности» выполнялся с использованием следующих основных нормативных документов: Правила противопожарного режима [32], Правила по охране труда при эксплуатации тепловых энергоустановок [33], Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий [34], Технический регламент о требованиях пожарной безопасности [35].

Были использованы научная и учебно-методическая литература для раздела экономика: «Экономико-управленческая часть выпускных квалификационных работ» А.А. Алабугин, Р.А. Алабугина [38].

									лист
									9
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2019.082.12.ПЗ				

### 3 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННОГО И ЗАРУБЕЖНОГО КОТЕЛЬНЫХ АГРЕГАТОВ

Проведем сравнение паровых котлов отечественного производства ТТ-200 [4] и чешского производства «ТН» THS 180-Р [5]. Технические характеристики котлов приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Технические характеристики котлов

Технические характеристики	Марка котла	
	THS 180-Р	ТТ-200
Паропроизводительность, т/ч	18	20
Вид топлива	газ/жидкое топливо	газ/жидкое топливо
Давление пара, МПа	1,3	1,2
Длина, м	5,2	4,7
Ширина, м	3	1,9
Высота, м	3,9	2,2
Температура уходящих газов, °С	150	140
Коэффициент полезного действия котла, %	91	92

**Чешские паровые котлы серии THS 180-Р** с пароперегревателем предназначены для производства перегретого пара, используя при этом жидкое и газообразное топливо. Стандартный диапазон рабочего давления от 1 до 16 бар [5].

Все паровые котлы серии THS 180-Р имеют трехходовую конструкцию с большой поверхностью камеры сгорания для оптимального сжигания топлива с минимально-допустимыми вредными выбросами. Корпус котла состоит из кожуха цилиндрической формы, двух днищ, пламенной трубы с охлаждаемой поворотной камерой, второго конвективного хода, камеры пароперегревателя и третьего конвективного хода.

Пароперегреватель изготовлен из материалов, стойких при температуре 500 °С и установлен в котле, где температура не превышает 450 °С, между первым и вторым пучком дымогарных труб котла.

Рабочая температура перегретого пара устанавливается в зависимости технического задания, максимально до 350 °С. Температура насыщенного пара на входе в пароперегреватель определяется температурой пара при данном рабочем давлении, увеличенному на 1 бар, что учитывает потери давления в пароперегревателе.

Паровой котел комплектуется системой управления, безопасности и сигнализацией. Система управления котла THS-Р позволяет пуск котла, останов и эксплуатацию в штатном режиме осуществить "нажатием одной кнопки START/STOP".

Благодаря ассиметричному расположению жаровой трубы котел обладает компактными размерами, а большая испарительная поверхность и встроенный



Патрубки входа питательной воды 13 и выхода пара 14, патрубков непрерывной продувки 15 и аварийной линии 16, а также патрубков линии на собственные нужды 17 расположены сверху котла для удобства эксплуатации.

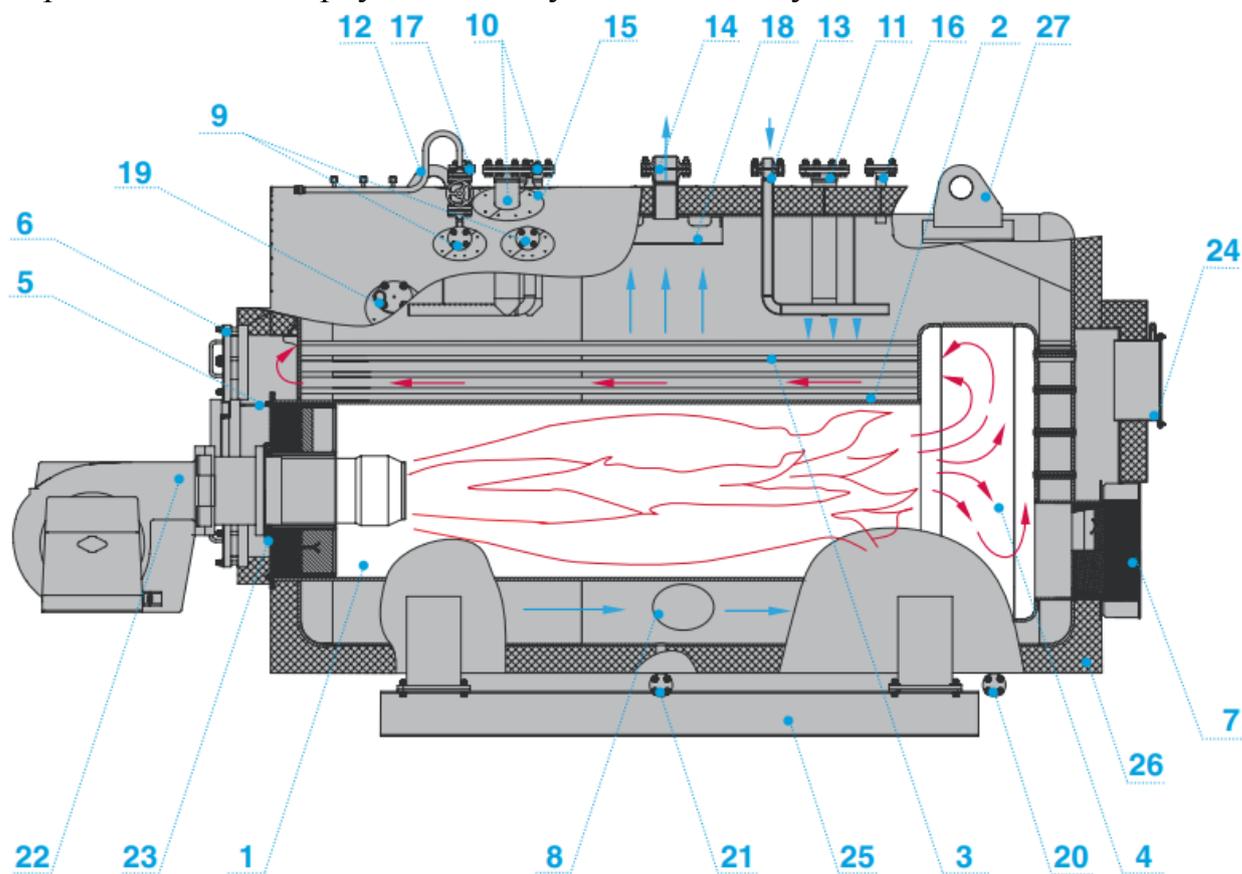


Рисунок 3.1 – Принципиальная схема работы котла ТТ-200:

1 – жаровая труба; 2 – дымовые трубы второго хода; 3 – дымовые трубы третьего хода; 4 – первая поворотная камера; 5 – вторая поворотная камера; 6 – фронтальные дверцы; 7 – люк-лаз; 8 – смотровой люк; 9 – патрубки указателей уровня; 10, 11 – патрубок регулирования уровня воды; 12 – коллектор; 13 – патрубок входа питательной воды; 14 – патрубок выхода пара; 15 – патрубок непрерывного продувания; 16 – патрубок аварийной линии; 17 – патрубок подачи пара на собственные нужды; 18 – каплеотделитель; 19 – датчик соленосодержания; 20 – периодическая продувка; 21 – дренажный трубопровод; 22 – горелка; 23 – установочная плита; 24 – патрубок отвода дымовых газов; 25 – рамное основание; 26 – изоляция; 27 – подъемные петли

Для контроля параметров работы в боковой части установлены патрубки под указатели уровня воды прямого действия 9 и под датчики сигнализации предельных уровней 10, 11, а в верхней части установлен коллектор 12 со штуцерами для подключения датчиков и контрольно-измерительных приборов.

Питательная вода поступает в водяное пространство котла через несколько рядов отверстий питательной трубы. Такая конструкция питательной трубы обеспечивает наиболее эффективное внутрикотловое распределение воды, уменьшает

вероятность вскипания и унос капель воды с паром, что повышает надежность циркуляции водяного контура котла и качество пара.

Генерация пара осуществляется за счет тепла, воспринятого через поверхности нагрева циркулирующей в котле водой. Насыщенный пар проходит через толщу воды, выходит в паровое пространство котла, входит в каплеотделитель 18, где сепарируется от влаги, и поступает к потребителю через патрубок выхода пара.

Удобное расположение патрубков для системы продувки котла позволяет упростить эксплуатацию и обслуживание котла. Система непрерывной продувки, расположенная в верхней части водяного пространства котла, служит для снижения соледержания котловой воды (датчик соледержания 19), а периодическая продувка 20, расположенная в нижней части котла, обеспечивает регулярное удаление шлама из котла, поддерживая надежный режим работы. Дренажный трубопровод 21 в нижней части котла позволяет при необходимости полностью удалить теплоноситель. Для монтажа горелки 22 в фронтальной части котла имеется установочная плита 23. В верхней части заднего днища котла расположена сборная камера дымовых газов (дымовая коробка) с патрубком отвода дымовых газов 24 и люком-лазом для чистки. Патрубок отвода дымовых газов оснащен присоединительным фланцем.

Для равномерного распределения весовой нагрузки котел имеет прочное рамное основание 25. При этом одна опора рамного основания закреплена жестко, а остальные – подвижные, что обеспечивает перемещение при тепловом расширении котла. Высококачественная сплошная изоляция 26 из ламинированных минераловатных матов толщиной 120 мм и алюминиевое покрытие котла способствуют предельно малым потерям на излучение. Для перемещения котла во время монтажа и погрузочно-разгрузочных работ на корпусе котла предусмотрены подъемные петли (обухи) 27, установленные симметрично относительно центра масс котла.

Трехходовая схема газового тракта котла с низкой теплонапряженностью камеры сгорания обеспечивает удобную настройку режимов горения котла и минимальные выделения вредных продуктов сгорания. Широкое межтрубное пространство и большой объем воды в котле обеспечивают наиболее оптимальный режим работы котла во всем диапазоне паропроизводительности.

Многорядная схема расположения дымогарных труб второго и третьего хода, исполнение камер поворота дымовых газов позволили организовать большое топочное пространство и увеличить площадь поверхностей нагрева, что увеличивает интенсивность теплообмена, а, следовательно, и коэффициент полезного действия котла. Таким образом, конструкция котла, в которой использованы передовые и надежные технические решения, а также высокое качество изготовления обеспечивают исключительные характеристики парового котла: высокую производительность и качество пара, высокий коэффициент полезного действия, безопасность и надежность работы, длительный срок службы [4].

Сравнивая отечественный паровой котел ТТ-200 и зарубежный паровой котел THS 180-P, можно сделать вывод, что оба котла надежные и соответствуют необ-

										лист
										13
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2019.082.12.ПЗ					

ходимым нормам и современным требованиям по энергосбережению и эксплуатации. Однако чешский котел дороже российского.

Таким образом для установки котла между зарубежным котлом THS 180-P и отечественным ТТ-200, выбираем котел отечественного производства.

## 4 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

### 4.1 Тепловой расчет жаротрубно-дымогарного котла ТТ-200

Тепловой расчет котла, работающего на органическом топливе, производят с целью определения экономических или конструктивных его параметров. Различают конструктивный и поверочный расчеты.

Конструктивный тепловой расчет – это расчет, производимый для определения размеров топочного объема и конвективных поверхностей нагрева, обеспечивающих номинальную производительность котла при заданных рабочих параметрах. Целью расчета является разработка проекта нового котла при заданных характеристиках топлива, производительности и параметрах получаемого теплоносителя.

Поверочный тепловой расчет – это расчет, при котором по заданной конструкции и геометрическим характеристикам поверхностей нагрева котла для конкретного вида топлива определяется реальная производительность котла и экономичность его работы, для чего определяют: тепловые потери, коэффициент полезного действия котла, расход топлива, скорости теплоносителя, воздуха и продуктов сгорания, коэффициенты теплоотдачи и теплопередачи элементов поверхностей нагрева котла. Поверочный расчет выполняется для оценки показателей экономичности, выбора вспомогательного оборудования, получения исходных данных для последующих расчетов, например, расчет дымовой трубы.

В данном случае выполнен поверочный расчет парового котла ТТ-200 производительностью 20 т/ч в соответствии с нормативным методом расчета котельных агрегатов [7], а также с методическими указаниями [8].

Спецификой расчета котла является неизвестность промежуточных температур газов и рабочего тела – теплоносителя, включая температуру уходящих газов; поэтому расчет выполняют методом последовательных приближений, задаваясь в начале некоторым значением температуры уходящих из котла газов, а затем сравнивая его с результатами расчета. Допустимые отклонения в значениях этой температуры не должны превышать  $\pm 10$  °С.

#### 4.1.1 Исходные данные для теплового расчета котла

Вид топлива: природный газ

Состав газа:

Метан  $\text{CH}_4 = 95,62$  %;

Этан  $\text{C}_2\text{H}_6 = 2,03$  %;

									лист
									14
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2019.082.12.ПЗ				

Пропан  $C_3H_8 = 0,47 \%$ ;  
 Изобутан  $C_4H_{10} = 0,15 \%$ ;  
 Пентан  $C_5H_{12} = 0,04 \%$ ;  
 Азот  $N_2 = 1,35 \%$ ;  
 Диоксид углерода  $CO_2 = 0,31 \%$ ;  
 Кислород  $O_2 = 0,01 \%$ ;  
 Водород  $H_2 = 0,02 \%$ ;  
 Низшая теплота сгорания топлива  $Q_H^p = 33810 \text{ кДж/нм}^3$ ;  
 Паропроизводительность котла  $D = 20 \text{ т/ч} = 5,55 \text{ кг/с}$ ;  
 Давление перегретого пара на выходе из котла  $p_{nm} = 1,2 \text{ МПа}$ ;  
 Температура питательной воды  $t_{не} = 104 \text{ }^\circ\text{C}$ ;  
 Температура «холодного» или подсосываемого воздуха  $t_{хв} = 20 \text{ }^\circ\text{C}$ ;  
 Температура уходящих дымовых газов  $\vartheta_{yx} = 234 \text{ }^\circ\text{C}$ .

#### 4.1.2 Расчет объемов воздуха и продуктов сгорания

В процессе теплового расчета парового котла определяются теоретический и действительный объем воздуха, а также продуктов сгорания. Теоретическое количество воздуха, необходимое для полного сгорания  $1 \text{ нм}^3$  газообразного топлива, зависит от его химического состава.

Действительный объем дымовых газов в поверхности нагрева рассчитывается по формуле (4.1) [8]:

$$V_2 = V_{H_2O} + V_{N_2}^0 + V_{RO_2}^0 + (\alpha - 1) \cdot V^0, \quad (4.1)$$

где  $V_{H_2O}$  – объем водяных паров;

$V_{N_2}^0$  – объем азота;

$V_{RO_2}^0$  – объем трехатомных газов;

$\alpha$  – коэффициент избытка воздуха;

$V^0$  – теоретический объемный расход воздуха.

Теоретический объем воздуха, который необходим для сгорания топлива в процессе сжигания газа при  $\alpha = 1$  определяется по формуле (4.2) [5]:

$$V^0 = 0,0476 \cdot \left[ 0,5 \cdot CO + 0,5 \cdot H_2 + 1,5 \cdot H_2S + \sum \left( m + \frac{n}{4} \right) C_m H_n - O_2 \right], \quad (4.2)$$

где  $n$  – число атомов водорода;

$m$  – число атомов углерода.

$$V^o = 0,0476 \cdot \left[ 0,5 \cdot 0 + 0,5 \cdot 0,02 + 1,5 \cdot 0 + \left(1 + \frac{4}{4}\right) \cdot 95,62 + \left(2 + \frac{6}{4}\right) \cdot 2,03 + \left(3 + \frac{8}{4}\right) \cdot 0,47 + \right. \\ \left. + \left(4 + \frac{10}{4}\right) \cdot 0,15 + \left(5 + \frac{12}{4}\right) \cdot 0,04 - 0,01 \right] = 9,61 \text{ м}^3 / \text{м}^3$$

Теоретический объем содержания трехатомных газов в продуктах сгорания рассчитывается по формуле (4.3) [9]:

$$V_{RO_2}^o = 0,01 \cdot [CO_2 + CO + H_2S + \sum m \cdot C_m H_n], \quad (4.3)$$

$$V_{RO_2}^o = 0,01 \cdot [0,31 + 0 + 0 + (1 \cdot 95,62 + 2 \cdot 2,03 + 3 \cdot 0,47 + 4 \cdot 0,15 + 5 \cdot 0,04)] = \\ = 1,022 \text{ м}^3 / \text{м}^3$$

Теоретический объем азота в продуктах сгорания определяем по формуле (4.4):

$$V_{N_2}^o = 0,79 \cdot V^o + \frac{N_2}{100}, \quad (4.4)$$

$$V_{N_2}^o = 0,79 \cdot 9,61 + \frac{1,35}{100} = 7,61 \text{ м}^3 / \text{м}^3$$

Теоретический объем водяных пара (при  $\alpha = 1$ ) определяется по формуле (4.5):

$$V_{H_2O}^o = 0,01 \cdot \left[ H_2S + H_2 + \sum \frac{n}{2} C_m H_n + 0,124 \cdot d_{z.mл.} \right] + 0,0161 \cdot V^o, \quad (4.5)$$

где  $d_{z.mл.} = 10 \text{ г/м}^3$  – влагосодержание в газообразном топливе, отнесенное к  $1 \text{ м}^3$  сухого газа.

$$V_{H_2O}^o = 0,01 \left[ 0 + 0,02 + \frac{4}{2} \cdot 95,62 + \frac{6}{2} \cdot 2,03 + \frac{8}{2} \cdot 0,47 + \frac{10}{2} \cdot 0,15 + \right. \\ \left. + \frac{12}{2} \cdot 0,04 + 0,124 \cdot 10 \right] + 0,0161 \cdot 9,61 = 2,169 \text{ м}^3 / \text{м}^3$$

Действительный объём водяных паров (при  $\alpha > 1$ ) рассчитывается по формуле (4.6):

$$V_{H_2O} = V_{H_2O}^o + 0,0161 \cdot (\alpha - 1) \cdot V^o, \quad (4.6)$$

Для обеспечения полного сжигания топлива в топочном объеме в него вводят воздуха больше, чем требуется по химической реакции. Дополнительное количество вводимого воздуха оценивают коэффициентом избытка воздуха  $\alpha$ , который равен отношению количества воздуха, введенного в топочный объем, к теоретически необходимому для полного сгорания  $1 \text{ м}^3$  топлива.

Действительный объем продуктов сгорания рассчитывается с учетом коэффициента избытка воздуха в топке, а также объема присосов воздуха по газоходам котельных агрегатов. Величина коэффициента избытка воздуха на выходе из топки принимается при сжигании природного газа  $\alpha_m = 1,1$  [9].

Коэффициент избытка воздуха в конвективном пучке (2-й и 3-й ход) и в пароперегревателе рассчитывается по формуле (4.7):

$$\alpha_{kn(m)} = \alpha_m + \Delta\alpha_{kn(m)}, \quad (4.7)$$

где  $\Delta\alpha_{kn(m)} = 0$  – присосы воздуха во 2-м и 3-м ходе и в пароперегревателе.

$$\alpha_{kn(m)} = 1,1 + 0 = 1,1$$

Действительный объем водяных паров (при  $\alpha > 1$ ) рассчитывается по формуле (4.6):

$$V_{H_2O} = 2,169 + 0,0161 \cdot (1,1 - 1) \cdot 9,61 = 2,184 \text{ м}^3 / \text{м}^3$$

Действительный объем дымовых газов в поверхности нагрева рассчитывается по формуле (4.1):

$$V_2 = 2,184 + 7,61 + 1,022 + (1,1 - 1) \cdot 9,61 = 11,78 \text{ м}^3 / \text{м}^3$$

Объемная доля трехатомных газов рассчитывается по формуле (4.8) [8]:

$$r_{RO_2} = \frac{V_{RO_2}^o}{V_2}, \quad (4.8)$$

$$r_{RO_2} = \frac{1,022}{11,78} = 0,087$$

Объемная доля водяных паров рассчитывается по формуле (4.9):

									лист
									17
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2019.082.12.ПЗ				



Таблица 4.1 – Энтальпии воздуха и продуктов сгорания

Температура	Энтальпия газа	Энтальпия воздуха	Энтальпия продуктов сгорания
$\vartheta, ^\circ\text{C}$	$I_{\Gamma}^0, \text{кДж/м}^3$	$I_{\text{в}}^0, \text{кДж/м}^3$	$I_{\Gamma}, \text{кДж/м}^3$ при $\alpha=1,1$
1	2	3	4
20	298,39	255,63	323,96
100	1491,97	1275,25	1619,50
200	3013,51	2565,87	3270,09
300	4577,97	3872,83	4965,26

Продолжение таблицы 4.1

1	2	3	4
400	6176,56	5208,62	6697,42
600	9508,72	7976,30	10306,35
800	12998,89	10849,69	14083,86
1000	16637,65	13819,18	18019,57
1100	18490,51	15327,95	20023,31
1200	20376,13	16855,94	22061,73
1400	24149,22	19950,36	26144,26
1600	28048,89	22972,68	30346,16
1800	32020,95	26254,52	34646,40
2000	36029,71	29464,26	38976,14
2100	38053,55	31078,74	41161,42
2200	40081,72	32693,22	43351,04

#### 4.1.4 Расчет теплового баланса котла

Располагаемое тепло топлива определяем по формуле (4.14):

$$Q_p^p = Q_n^p, \quad (4.14)$$

$$Q_p^p = 33810 \text{ кДж/нм}^3$$

Температуру уходящих газов берем из исходных данных (4.15):

$$t_{yx} = 234 \text{ } ^\circ\text{C} \quad (4.15)$$

Энтальпия уходящих газов (из диаграммы «энтальпия - температура» для  $\alpha_{yx}$  – коэффициент избытка воздуха для последней поверхности нагрева, в нашем случае  $\alpha_{yx} = \alpha_{kn}$ ) (4.16):

$$I_{yx} = 3846,45 \text{ кДж/нм}^3 \quad (4.16)$$

Энтальпия холодного воздуха определяется по формуле (4.17):

$$I_{xв} = \alpha_{yx} \cdot V_в^0 \cdot (ct)_{xв}, \quad (4.17)$$

где  $V^0 = 9,61 \text{ м}^3/\text{м}^3$  – теоретическое количество воздуха при сжигании  $1 \text{ м}^3$  газа;  
 $(ct)_{xв} = 26,6 \text{ кДж/нм}^3$  – удельная объемная энтальпия холодного воздуха.

$$I_{xв} = 1,1 \cdot 9,61 \cdot 26,6 = 281,19 \text{ кДж/нм}^3$$

Потери теплоты из-за химического недожога  $q_3$  для применяемого топлива – природного газа – равны примерно 0,5 %.

Потери теплоты из-за механического недожога  $q_4$  для применяемого топлива принимаем  $q_4 = 0$ .

Потери тепла с уходящими газами определяются по формуле (4.18):

$$q_2 = \frac{(I_{yx} - I_{xв}) \cdot (100 - q_4)}{Q_p^p}, \quad (4.18)$$

$$q_2 = \frac{(3846,45 - 281,19) \cdot (100 - 0)}{33810} = 10,5 \%$$

Потери тепла в окружающую среду принимаем:  $q_5 = 0,5 \%$  .

Потери тепла с физическим теплом шлаков  $q_6 = 0 \%$  (для газообразного топлива).

Сумма потерь тепла рассчитывается по формуле (4.19):

$$\sum q_i = q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6, \quad (4.19)$$

$$\sum q_i = 10,5 + 0,5 + 0 + 0,5 + 0 = 11,5 \%$$

Коэффициент полезного действия котла находим по формуле (4.20):

$$\eta = 100 - \sum q_i, \quad (4.20)$$

$$\eta = 100 - 11,5 = 88,5 \%$$

Расход топлива определяется по формуле (4.21):

					13.03.01.2019.082.12.ПЗ	лист
						20
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$$B = \frac{D(i''_{nn} - i'_{ng}) + D_{np}(i'_s - i'_{ng})}{Q_p^p \cdot \eta}, \quad (4.21)$$

где  $D_{np}$  – величина непрерывной продувки;

$i''_{nn}$  – энтальпия перегретого пара при  $p_{nn} = 1,2$  МПа;

$i'_{ng}$  – энтальпия питательной воды на входе в котел;

$i'_s$  – энтальпия кипящей воды.

Величину непрерывной продувки определим по формуле (4.22):

$$D_{np} = 0,01 \cdot \rho \cdot D, \quad (4.22)$$

где  $\rho = 5\%$  – процентное количество воды непрерывной продувки.

$$D_{np} = 0,01 \cdot 5 \cdot 5,55 = 0,278 \text{ кг/с}$$

Энтальпия перегретого пара при  $p_{nn} = 1,2$  МПа  $i''_{nn} = 2816$  кДж/кг [6].

Энтальпия питательной воды на входе в котел определяется по формуле (4.23):

$$i'_{ng} = 4,19 \cdot t_{ng}, \quad (4.23)$$

$$i'_{ng} = 4,19 \cdot 104 = 435,76 \text{ кДж/кг}$$

Энтальпия кипящей воды при  $p_{n.n} = 1,2$  МПа  $i'_s = 796,35$  кДж/кг [6].

Тогда расход природного газа определим по формуле (4.21):

$$B = \frac{5,55(2816 - 435,76) + 0,278(796,35 - 435,76)}{33810 \cdot 0,885} = 0,445 \text{ м}^3/\text{с}$$

#### 4.1.5 Расчет топочной камеры

Топка котла служит для сжигания топлива и получения продуктов сгорания с высокой температурой, а также для организации теплообмена между высокотемпературной средой и поверхностями нагрева. Теплообмен в топке – сложный процесс, который осложняется еще и тем, что в топке происходят одновременно горение и движение топлива. Источником излучения в топке является горящее топливо. Процесс излучения складывается из излучения топлива, газов и обратного излучения тепловоспринимающих и других ограждающих поверхностей. В топочном объеме наблюдается пространственное, несимметричное поле температур излучающей среды; максимальная температура, близкая к теоретической располагается в зоне ядра факела, а минимальная – на выходе из топки. Целью расчета

										лист
										21
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2019.082.12.ПЗ					

топки является определение температуры газов на выходе из топки. В жаротрубном котле данной конструкции в состав топки так же включается и поворотная камера. В жаротрубных дымогарных котлах основными геометрическими параметрами являются диаметр камеры сгорания, длина топки, объем топки и размеры переходной области при входе дымовых газов в дымогарные трубы.

Объем топочной камеры:  $V_m = 12,11 \text{ м}^3$ ;

Поверхность стен:  $F_{cm} = 33,93 \text{ м}^2$ ;

Полная лучевоспринимающая поверхность нагрева:  $H_l = 33,93 \text{ м}^2$ ;

Коэффициент загрязнения экранов (для природного газа):  $\xi = 0,65$ ;

Коэффициент тепловой эффективности экранов для камерных топок (4.24):

$$\psi_{cp} = \frac{H_l \cdot \xi}{F_{cm}}, \quad (4.24)$$

$$\psi_{cp} = \frac{33,93 \cdot 0,65}{33,93} = 0,65$$

Эффективная толщина излучающего слоя (4.25):

$$S = \frac{3,6 \cdot V_m}{F_{cm}}, \quad (4.25)$$

$$S = \frac{3,6 \cdot 12,11}{33,93} = 1,28 \text{ м}$$

Абсолютное давление газов в топочной камере котельного агрегата, который работает без продувки, принимается:  $p = 0,1 \text{ МПа}$ .

Принимаем предварительно температуру газов на выходе из топки  $\vartheta_m'' = 1217 \text{ }^\circ\text{С}$ .

Объемная доля водяных паров:  $r_{H_2O} = 0,185$ . Объемная доля трехатомных газов:  $r_{II} = 0,272$ .

Суммарная поглощательная способность трехатомных газов и паров (4.26):

$$p_n \cdot s = p \cdot r_n \cdot s, \quad (4.26)$$

$$p_n \cdot s = 0,1 \cdot 0,272 \cdot 1,28 = 0,035 \text{ МПа} \cdot \text{м}$$

Коэффициент ослабления лучей сажистыми частицами (4.27):

$$k_c = 0,3 \cdot (2 - \alpha_m) \left[ 1,6 \frac{(\vartheta_m'' + 273)}{1000} - 0,5 \right] \cdot \frac{C_p}{H_p}, \quad (4.27)$$

					13.03.01.2019.082.12.ПЗ	лист
						22
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

где  $\frac{C_p}{H_p}$  – соотношение содержаний углерода и водорода в рабочей массе топлива.

При сжигании газообразного топлива соотношение принимает вид (4.28):

$$\frac{C_p}{H_p} = 0,12 \sum \left( \frac{m}{n} \right) \cdot C_m H_n, \quad (4.28)$$

где  $m, n$  – количество атомов углерода и водорода в соединении.

$$\frac{C_p}{H_p} = 0,12 \cdot \left( \frac{1}{4} \cdot 95,62 + \frac{2}{6} \cdot 2,03 + \frac{3}{8} \cdot 0,47 + \frac{4}{10} \cdot 0,15 + \frac{5}{12} \cdot 0,04 \right) = 2,98$$

$$k_c = 0,3 \cdot (2 - 1,1) \left[ 1,6 \frac{(1217 + 273)}{1000} - 0,5 \right] \cdot 2,98 = 1,516 \text{ л/м} \cdot \text{Мпа}$$

Степень черноты светящегося пламени определяется по формуле (4.29):

$$a_{св} = 1 - e^{-(k_2 \cdot r_n + k_c) p \cdot s}, \quad (4.29)$$

где  $k_2$  – коэффициент ослабления лучей газовой средой определяется по формуле (4.30):

$$k_2 = \left( \frac{7,8 + 16 \cdot r_{H_2O}}{3,16 \sqrt{p_{II} \cdot s}} - 1 \right) \left( 1 - 0,37 \cdot \frac{g_m'' + 273}{1000} \right), \quad (4.30)$$

$$k_2 = \left( \frac{7,8 + 16 \cdot 0,185}{3,16 \sqrt{0,1 \cdot 1,28}} - 1 \right) \left( 1 - 0,37 \cdot \frac{1217 + 273}{1000} \right) = 4,27 \text{ л/м} \cdot \text{Мпа}$$

$$a_{св} = 1 - e^{-(4,27 \cdot 0,272 + 1,516) 0,1 \cdot 1,28} = 0,29$$

Степень черноты несветящегося факела (4.31):

$$a_2 = 1 - e^{-k_2 \cdot r_n \cdot p \cdot S}, \quad (4.31)$$

$$a_2 = 1 - e^{-4,27 \cdot 0,272 \cdot 0,1 \cdot 1,28} = 0,138$$

Теплота, которая вносится в топку воздухом для котлов, не имеющих воздухоподогревателей, определяется по выражению (4.32):

										лист
										23
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2019.082.12.ПЗ					

$$Q_g = \alpha_m \cdot I_{x6}^o, \quad (4.32)$$

$$Q_g = 1,1 \cdot 255,63 = 281,2 \text{ кДж/м}^3$$

Тепловыделение в топке (4.33):

$$Q_m = Q_p^p \cdot \frac{100 - q_3}{100} + Q_{ex}, \quad (4.33)$$

$$Q_m = 33810 \cdot \frac{100 - 0,5}{100} + 281,2 = 33922,15 \text{ кДж/м}^3$$

Степень черноты факела при сжигании жидкого и газообразного топлив (4.34):

$$a_\phi = m \cdot a_{c6} + (1 - m) \cdot a_2, \quad (4.34)$$

где  $m$  – коэффициент усреднения, зависящий от теплового напряжения топочного объема  $q_v$ , определяемого по формуле (4.35):

$$q_v = \frac{B \cdot Q_m}{V_m}, \quad (4.35)$$

$$q_v = \frac{0,445 \cdot 33922,15}{12,11} = 1246,52 \text{ кВт/м}^3$$

Тогда коэффициент  $m = 0,5$

$$a_\phi = 0,5 \cdot 0,29 + (1 - 0,5) \cdot 0,138 = 0,214$$

Степень черноты топки при сжигании жидкого и газообразного топлив (4.36):

$$a_T = \frac{a_\phi}{a_\phi + (1 - a_\phi) \cdot 0,65}, \quad (4.36)$$

$$a_T = \frac{0,214}{0,214 + (1 - 0,214) \cdot 0,65} = 0,295$$

Адиабатная (теоретическая) температура горения  $T_a$  определяется исходя из величины полезного тепловыделения в топке:  $I_a = Q_m = 33922,15 \text{ кДж/м}^3$

									лист
									24
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2019.082.12.ПЗ				

Исходя из таблицы 4.1, при  $I_a = 33922,15$  кДж/м<sup>3</sup>  $g_a = 1762,4$ °С,  $T_a = 2035,4$  К  
Средняя теплоемкость продуктов сгорания (4.37):

$$(VC)_{cp} = \frac{Q_m - I_m''}{g_a - g_m''}, \quad (4.37)$$

где  $I_m'' = 22374,27$  кДж/м<sup>3</sup> – энтальпия газов на выходе из топки (определяем по таблице 4.1 методом интерполяции).

$$(VC)_{cp} = \frac{33922,15 - 22374,27}{1762,4 - 1217} = 21,17 \text{ кДж}/(\text{м}^3 \cdot \text{К})$$

Положение горелки относительно высоты топки:  $x_m = 0,5$

Для камерных топок при сжигании газа параметр М рассчитывается по формуле (4.38):

$$M = M_o \cdot (1 - 0,4 \cdot x_m), \quad (4.38)$$

где  $M_o = 0,4$ .

$$M = 0,4 \cdot (1 - 0,4 \cdot 0,5) = 0,32$$

Температура газов на выходе из топки вычисляется по формуле (4.39):

$$g_m'' = \frac{T_a}{M \left( \frac{5,67 \cdot \psi_{cp} \cdot F_{cm} \cdot \alpha_m \cdot T_a^3}{10^{11} \cdot \phi \cdot B_p \cdot VC_{cp}} \right)^{0,6} + 1} - 273, \quad (4.39)$$

$$g_m'' = \frac{2035,4}{0,32 \left( \frac{5,67 \cdot 0,65 \cdot 33,93 \cdot 1,1 \cdot 2035,4^3}{10^{11} \cdot 0,99 \cdot 0,445 \cdot 21,17} \right)^{0,6} + 1} - 273 = 1218,4 \text{ °С}$$

Если расхождение расчетной и предварительно заданной температуры газов на выходе из топки превосходит 10 °С, то расчет следует повторить методом последовательных приближений, приняв в качестве нового предварительного значения температуры полученное в расчете.

Разница рассчитанной и предварительно заданной температуры газов на выходе из топки не превышает 10 °С, следовательно, принимаем  $g_m'' = 1218,4$  °С.

Энтальпия газов на выходе из топки (определяем по таблице 4.1 настоящего расчета):  $I_m'' = 22375,27$  кДж/м<sup>3</sup>

										лист
										25
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2019.082.12.ПЗ					

Тепло, переданное излучением в топке определяется по формуле (4.40):

$$Q_l = \varphi \cdot (Q_m - I_m''), \quad (4.40)$$

$$Q_l = 0,99 \cdot (33922,15 - 22375,27) = 11431,4 \text{ кДж/м}^3$$

#### 4.1.6 Тепловой расчет конвективных поверхностей нагрева

Поверхности нагрева, расположенные в газоходах котельного агрегата воспринимают теплоту, переданную в основном конвекцией, в связи с чем и называются конвективными поверхностями нагрева. Интенсивность конвективного теплообмена зависит от скорости продуктов сгорания и обогреваемой среды; температур потока продуктов сгорания и среды, воспринимающей теплоту; физических свойств рабочих веществ; конструктивных поверхностей нагрева.

В основе расчета всех конвективных поверхностей нагрева лежат два уравнения:

1) уравнение теплового баланса (4.41):

$$Q^{\delta} = \varphi \cdot (I'_{кп} - I''_{кп}), \quad (4.41)$$

где  $I'_{кп}$  – энтальпия газов на входе в конвективную поверхность;

$I''_{кп}$  – энтальпия газов на выходе из конвективной поверхности.

2) уравнение теплопередачи в рассматриваемой поверхности нагрева (4.42):

$$Q_m = \frac{k \cdot F \cdot \Delta t}{B_p}, \quad (4.42)$$

Количество теплоты, отданное продуктами сгорания, приравнивается к теплоте, воспринятой воде, обтекающей трубы конвективной поверхности нагрева. Для выполнения расчета задаются температурой продуктов сгорания после рассчитываемой поверхности нагрева и затем уточняют ее путем последовательных приближений.

##### 4.1.6.1 Расчет второго хода

Конструктивные размеры труб:

- длина трубы  $l = 6$  м;
- диаметр внутренний  $d_g = 0,07$  м;
- количество труб  $z = 34$ .

Живое сечение дымогарных труб второго хода дымовых газов (4.43):

										лист
										26
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2019.082.12.ПЗ					

$$F_z = \frac{\pi \cdot d_6^2}{4} \cdot z, \quad (4.43)$$

$$F_z = \frac{3,14 \cdot 0,07^2}{4} \cdot 34 = 0,131 \text{ м}^2$$

Поверхность нагрева пучка труб (4.44):

$$F = \pi \cdot d_6 \cdot l \cdot z, \quad (4.44)$$

$$F = 3,14 \cdot 0,07 \cdot 6 \cdot 34 = 44,862 \text{ м}^2$$

Температура газов на входе во второй ход (из расчета топки):

$$g'_{2x} = g''_m = 1218,4^\circ\text{C}$$

Энтальпия газов на входе во второй ход (из расчета топки):

$$I'_{2x} = I''_m = 22375,27 \text{ кДж/м}^3$$

Температура газов на выходе из второго хода (задается предварительно):

$$g''_{2x} = 440^\circ\text{C}$$

Энтальпию газов на выходе определяем по таблице 4.1 настоящего расчета:

$$I''_{2x} = 7419,21 \text{ кДж/м}^3$$

Тепловосприятие нагреваемой среды по балансу (4.45):

$$Q_6 = \varphi \cdot (I'_{2x} - I''_{2x}), \quad (4.45)$$

$$Q_6 = 0,99 \cdot (22375,27 - 7419,21) = 14956,06 \text{ кДж/м}^3$$

Средняя температура газов (4.46):

$$\bar{g} = \frac{g''_{2x} + g'_{2x}}{2}, \quad (4.46)$$

$$\bar{g} = \frac{440 + 1218,4}{2} = 829,2^\circ\text{C}$$

					13.03.01.2019.082.12.ПЗ	лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		27

Температура кипения воды:  $t_s = 188 \text{ }^\circ\text{C}$

Температурный напор на входе во второй ход (4.47):

$$\Delta t_{\delta} = g'_{2x} - t_s, \quad (4.47)$$

$$\Delta t_{\delta} = 1218,4 - 188 = 1030,4 \text{ }^\circ\text{C}$$

Температурный напор на выходе из второго хода (4.48):

$$\Delta t_m = g''_{2x} - t_s, \quad (4.48)$$

$$\Delta t_m = 440 - 188 = 252 \text{ }^\circ\text{C}$$

Средний температурный напор (4.49):

$$\Delta t = \frac{\Delta t_{\delta} - \Delta t_m}{\ln \frac{\Delta t_{\delta}}{\Delta t_m}}, \quad (4.49)$$

$$\Delta t = \frac{1030,4 - 252}{\ln \frac{1030,4}{252}} = 552,73 \text{ }^\circ\text{C}$$

Объем дымовых газов на 1  $\text{нм}^3$  топлива:  $V_2 = 11,78 \text{ м}^3 / \text{м}^3$

Объемная доля водяных паров:  $r_{H_2O} = 0,185$

Суммарная объемная доля трехатомных газов и водяных паров:  $r_{II} = 0,272$

Средняя скорость газов в пучке (4.50):

$$\bar{w} = \frac{B_p \cdot V_2}{F} \cdot \frac{\bar{g} + 273}{273}, \quad (4.50)$$

$$\bar{w} = \frac{0,445 \cdot 11,78}{44,862} \cdot \frac{829,2 + 273}{273} = 13,3 \text{ м/с}$$

Коэффициент теплопроводности дымовых газов при  $\bar{g} = 829,2 \text{ }^\circ\text{C}$  равен  $\lambda = 9,39 \cdot 10^{-2} \text{ Вт/(м}\cdot\text{К)}$  [8]

Коэффициент кинематической вязкости дымовых газов при  $\bar{g} = 829,2 \text{ }^\circ\text{C}$  равен  $\nu = 132 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$  [8]

Критерий Pr при  $\bar{g} = 829,2 \text{ }^\circ\text{C}$  равен  $Pr = 0,58$  [8]

Коэффициент теплоотдачи конвекцией от дымовых газов к воде (4.51):

$$\alpha_k = 0,023 \cdot \frac{\lambda}{d_g} \cdot \left( \frac{\bar{w} d_g}{\nu} \right)^{0,8} \cdot Pr^{0,4}, \quad (4.51)$$

$$\alpha_k = 0,023 \cdot \frac{9,39 \cdot 10^{-2}}{0,07} \cdot \left( \frac{37,23 \cdot 0,07}{132 \cdot 10^{-6}} \right)^{0,8} \cdot 0,58^{0,4} = 141,7 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$$

Степень черноты загрязненных стенок лучевоспринимающих поверхностей:  
 $\alpha_3 = 0,8$

Эффективная толщина излучающего слоя (4.52):

$$S = 0,9 \cdot d_g, \quad (4.52)$$

$$S = 0,9 \cdot 0,07 = 0,063 \text{ м}$$

Суммарная поглощательная способность трехатомных газов и паров (4.53):

$$p_n \cdot s = p \cdot r_n \cdot s, \quad (4.53)$$

$$p_n \cdot s = 0,1 \cdot 0,272 \cdot 0,063 = 0,024 \text{ МПа} \cdot \text{м}$$

Коэффициент ослабления лучей трехатомными газами (4.54):

$$k_2 = \left( \frac{7,8 + 16 \cdot r_{H_2O}}{3,16 \sqrt{p_{II} \cdot s}} - 1 \right) \left( 1 - 0,37 \cdot \frac{\bar{g} + 273}{1000} \right), \quad (4.54)$$

$$k_2 = \left( \frac{7,8 + 16 \cdot 0,185}{3,16 \sqrt{0,1 \cdot 0,063}} - 1 \right) \left( 1 - 0,37 \cdot \frac{829,2 + 273}{1000} \right) = 3,07 \text{ 1}/\text{м} \cdot \text{МПа}$$

Степень черноты потока газов (4.55):

$$a = 1 - e^{-k_2 \cdot r_n \cdot p \cdot S}, \quad (4.55)$$

$$a = 1 - e^{-3,07 \cdot 0,272 \cdot 0,1 \cdot 0,063} = 0,24$$

Абсолютная температура загрязненной поверхности (4.56):

$$T_3 = T_s + \Delta T, \quad (4.56)$$

где  $\Delta T = 25 \text{ К}$  – поправка на загрязнение дымогарных труб при сжигании газа.

						лист
					13.03.01.2019.082.12.ПЗ	29
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$$T_3 = (188 + 273) + 25 = 486 \text{ К}$$

Коэффициент теплоотдачи излучением (4.57):

$$\alpha_{\lambda} = 5,67 \cdot 10^{-8} \cdot \frac{\alpha_3 + 1}{2} \cdot \alpha \cdot T^3 \cdot \left( \frac{1 - \left(\frac{T_3}{T}\right)^{3,6}}{1 - \left(\frac{T_3}{T}\right)} \right), \quad (4.57)$$

$$\alpha_{\lambda} = 5,67 \cdot 10^{-8} \cdot \frac{0,8 + 1}{2} \cdot 0,24 \cdot 1102,2^3 \cdot \left( \frac{1 - \left(\frac{486}{1102,2}\right)^{3,6}}{1 - \left(\frac{486}{1102,2}\right)} \right) = 37,8 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}$$

Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке (4.58):

$$\alpha_1 = \alpha_{\kappa} + \alpha_{\lambda}, \quad (4.58)$$

$$\alpha_1 = 141,7 + 37,8 = 179,5 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}$$

Коэффициент тепловой эффективности поверхности нагрева:  $\psi = 0,85$

Коэффициент теплопередачи определяется по формуле (4.59):

$$k = \psi \cdot \alpha_1, \quad (4.59)$$

$$k = 0,85 \cdot 179,5 = 152,58 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}$$

Тепловосприятие нагреваемой среды по уравнению теплообмена (4.42):

$$Q_m = \frac{152,58 \cdot 44,86 \cdot 552,73}{0,445 \cdot 10^3} = 14807 \text{ кДж/м}^3$$

Невязка теплового расчета второго хода (4.60):

$$\delta = \frac{Q_{\delta} - Q_m}{Q_{\delta}} \cdot 100 \%, \quad (4.60)$$

$$\delta = \frac{14956,06 - 14807}{14956,06} = 0,98 \%$$

									лист
									30
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2019.082.12.ПЗ				

Для котельных пучков, если расхождение между значениями тепловосприятий по уравнениям теплового баланса и теплопередачи не превышает 2 %, расчет не уточняется.

#### 4.1.6.2 Расчет третьего хода

Конструктивные размеры труб:

- длина трубы  $l = 6$  м;
- диаметр внутренний  $d_6 = 0,07$  м;
- количество труб  $z = 44$ .

Живое сечение дымогарных труб второго хода дымовых газов (4.61):

$$F_z = \frac{\pi \cdot d_6^2}{4} \cdot z, \quad (4.61)$$
$$F_z = \frac{3,14 \cdot 0,07^2}{4} \cdot 44 = 0,169 \text{ м}^2$$

Поверхность нагрева пучка труб (4.62):

$$F = \pi \cdot d_6 \cdot l \cdot z, \quad (4.62)$$
$$F = 3,14 \cdot 0,07 \cdot 6 \cdot 44 = 58,06 \text{ м}^2$$

Температура газов на входе в третий ход (из расчета второго хода):

$$g'_{3x} = g''_{2x} = 440 \text{ }^\circ\text{C}$$

Энтальпия газов на входе в третий ход (из расчета второго хода):

$$I'_{3x} = I''_{2x} = 7419,21 \text{ кДж/м}^3$$

Температура газов на выходе из третьего хода (задается предварительно):

$$g''_{3x} = 234 \text{ }^\circ\text{C}$$

Энтальпию газов на выходе определяем по таблице 4.1 настоящего расчета:

$$I''_{3x} = 3846,45 \text{ кДж/м}^3$$

Тепловосприятие нагреваемой среды по балансу (4.63):

					13.03.01.2019.082.12.ПЗ	лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$$Q_{\bar{o}} = \varphi \cdot (I'_{3x} - I''_{3x}), \quad (4.63)$$

$$Q_{\bar{o}} = 0,99 \cdot (7419,21 - 3846,45) = 3537,03 \text{ кДж/м}^3$$

Средняя температура газов (4.64):

$$\bar{g} = \frac{g''_{3x} + g'_{3x}}{2}, \quad (4.64)$$

$$\bar{g} = \frac{234 + 440}{2} = 337 \text{ }^\circ\text{C}$$

Температура кипения воды:  $t_s = 188 \text{ }^\circ\text{C}$

Температурный напор на входе в третий ход (4.65):

$$\Delta t_{\bar{o}} = g'_{3x} - t_s, \quad (4.65)$$

$$\Delta t_{\bar{o}} = 440 - 188 = 252 \text{ }^\circ\text{C}$$

Температурный напор на выходе из третьего хода (4.66):

$$\Delta t_m = g''_{3x} - t_s, \quad (4.66)$$

$$\Delta t_m = 234 - 188 = 46 \text{ }^\circ\text{C}$$

Средний температурный напор (4.67):

$$\Delta t = \frac{\Delta t_{\bar{o}} - \Delta t_m}{\ln \frac{\Delta t_{\bar{o}}}{\Delta t_m}}, \quad (4.67)$$

$$\Delta t = \frac{252 - 46}{\ln \frac{252}{46}} = 121,2 \text{ }^\circ\text{C}$$

Объем дымовых газов на 1 нм<sup>3</sup> топлива:  $V_2 = 11,78 \text{ м}^3 / \text{м}^3$

Объемная доля водяных паров:  $r_{H_2O} = 0,185$

Суммарная объемная доля трехатомных газов и водяных паров:  $r_{II} = 0,272$

Средняя скорость газов в пучке (4.68):

					13.03.01.2019.082.12.ПЗ	лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		32

$$\bar{w} = \frac{B_p \cdot V_z}{F} \cdot \frac{\bar{g} + 273}{273}, \quad (4.68)$$

$$\bar{w} = \frac{0,445 \cdot 11,78}{0,169} \cdot \frac{337 + 273}{273} = 10,31 \text{ м/с}$$

Коэффициент теплопроводности дымовых газов при  $\bar{g} = 337^\circ\text{C}$  равен  $\lambda = 4,15 \cdot 10^{-2} \text{ Вт/(м} \cdot \text{К)}$  [8]

Коэффициент кинематической вязкости дымовых газов при  $\bar{g} = 337^\circ\text{C}$  равен  $\nu = 49 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$  [8]

Критерий Pr при  $\bar{g} = 337^\circ\text{C}$  равен  $Pr = 0,64$  [8]

Коэффициент теплоотдачи конвекцией от дымовых газов к воде (4.69):

$$\alpha_k = 0,023 \cdot \frac{\lambda}{d_g} \cdot \left( \frac{\bar{w} d_g}{\nu} \right)^{0,8} \cdot Pr^{0,4}, \quad (4.69)$$

$$\alpha_k = 0,023 \cdot \frac{4,15 \cdot 10^{-2}}{0,07} \cdot \left( \frac{37,23 \cdot 0,07}{49 \cdot 10^{-6}} \right)^{0,8} \cdot 0,64^{0,4} = 87,63 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}$$

Степень черноты загрязненных стенок лучевоспринимающих поверхностей:  
 $\alpha_3 = 0,8$

Эффективная толщина излучающего слоя (4.70):

$$S = 0,9 \cdot d_g, \quad (4.70)$$

$$S = 0,9 \cdot 0,07 = 0,063 \text{ м}$$

Суммарная поглощательная способность трехатомных газов и паров (4.71):

$$p_n \cdot s = p \cdot r_n \cdot s, \quad (4.71)$$

$$p_n \cdot s = 0,1 \cdot 0,272 \cdot 0,063 = 0,024 \text{ МПа} \cdot \text{м}$$

Коэффициент ослабления лучей трехатомными газами (4.72):

$$k_2 = \left( \frac{7,8 + 16 \cdot r_{H_2O}}{3,16 \sqrt{p_n \cdot s}} - 1 \right) \left( 1 - 0,37 \cdot \frac{\bar{g} + 273}{1000} \right), \quad (4.72)$$

$$k_2 = \left( \frac{7,8 + 16 \cdot 0,185}{3,16 \sqrt{0,1 \cdot 0,024}} - 1 \right) \left( 1 - 0,37 \cdot \frac{337 + 273}{1000} \right) = 53,81 \text{ 1/м} \cdot \text{Мпа}$$

										лист
										33
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2019.082.12.ПЗ					

Степень черноты потока газов (4.73):

$$a = 1 - e^{-k_z \cdot r_n \cdot p \cdot S}, \quad (4.73)$$

$$a = 1 - e^{-53,81 \cdot 0,272 \cdot 0,1 \cdot 0,024} = 0,028$$

Абсолютная температура загрязненной поверхности (4.74):

$$T_3 = T_s + \Delta T, \quad (4.74)$$

где  $\Delta T = 25 \text{ К}$  – поправка на загрязнение дымогарных труб при сжигании газа.

$$T_3 = (188 + 273) + 25 = 486 \text{ К}$$

Коэффициент теплоотдачи излучением (4.75):

$$\alpha_{\text{л}} = 5,67 \cdot 10^{-8} \cdot \frac{\alpha_z + 1}{2} \cdot \alpha \cdot T^3 \cdot \left( \frac{1 - \left(\frac{T_3}{T}\right)^{3,6}}{1 - \left(\frac{T_3}{T}\right)} \right), \quad (4.75)$$

$$\alpha_{\text{л}} = 5,67 \cdot 10^{-8} \cdot \frac{0,8 + 1}{2} \cdot 0,028 \cdot 610^3 \cdot \left( \frac{1 - \left(\frac{486}{610}\right)^{3,6}}{1 - \left(\frac{486}{610}\right)} \right) = 0,89 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$$

Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке (4.76):

$$\alpha_1 = \alpha_k + \alpha_{\text{л}}, \quad (4.76)$$

$$\alpha_1 = 87,63 + 0,89 = 88,52 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$$

Коэффициент тепловой эффективности поверхности нагрева:  $\psi = 0,85$

Коэффициент теплопередачи (4.77):

$$k = \psi \cdot \alpha_1, \quad (4.77)$$

$$k = 0,85 \cdot 88,52 = 75,24 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$$

Тепловосприятие нагреваемой среды по уравнению теплообмена (4.42):

$$Q_m = \frac{75,24 \cdot 58,06 \cdot 121,2}{0,445 \cdot 10^3} = 3469,51 \text{ кДж/м}^3$$

Невязка теплового расчета второго хода (4.78):

$$\delta = \frac{Q_{\delta} - Q_m}{Q_{\delta}} \cdot 100 \%, \quad (4.78)$$

$$\delta = \frac{3537,03 - 3469,51}{3537,03} = 1,9 \%$$

Для котельных пучков, если расхождение между значениями тепловосприятий по уравнениям теплового баланса и теплопередачи не превышает 2 %, расчет не уточняется.

#### 4.1.7 Расчет общей невязки теплового баланса

Общая невязка теплового баланса котла (4.79):

$$\Delta = Q_p^p \cdot \eta - (Q_m + Q_2 + Q_3), \quad (4.79)$$

$$\Delta = 33810 \cdot 88,5 - (33922,15 + 14807 + 3469,51) = 157,92 \text{ кДж/м}^3$$

Определим процентное расхождение тепловосприятий (7.80):

$$d = \frac{\Delta}{Q_p^p} \cdot 100 \%, \quad (7.80)$$

$$d = \frac{157,92}{33810} \cdot 100 = 0,47 \%$$

Общая невязка теплового баланса меньше 0,5 %, поэтому расчет можем считать законченным.

## 4.2 Выбор вспомогательного оборудования

### 4.2.1 Выбор пароперегревателя

Пароперегреватель предназначен для перегрева насыщенного пара в перегретый. Пароперегреватель представляет собой теплообменник, присоединенный к отходящим газам второго хода с греющей стороны и насыщенному пару с нагре-

					13.03.01.2019.082.12.ПЗ	лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		35

ваемой стороны. Пароперегреватель является неотъемлемой конструктивной частью парового котла. К котлу ТТ-200 подбирается пароперегреватель производства компании ЭНТРОРОС [4]. На рисунке 4.1 представлен котел ТТ-200 с пароперегревателем и экономайзером.

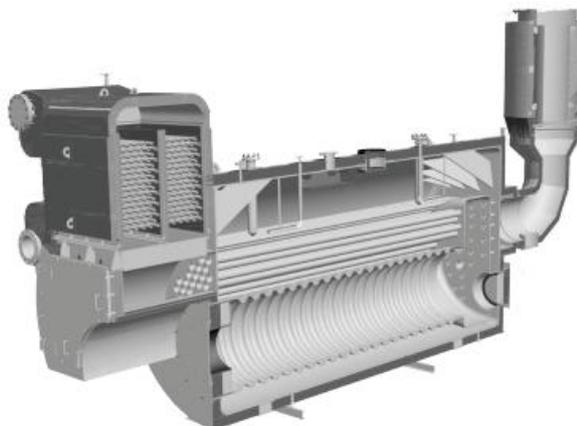


Рисунок 4.1 – Котел ТТ-200 с пароперегревателем и экономайзером  
**4.2.2 Выбор горелки**

Комбинированные горелки «Cib Unigas» являются полностью автоматическими и очень надёжны в работе. Основными критериями при проектировании и производстве являются экономичность, безопасность, простота обслуживания и экологичность. В корпусе из листовой стали размещается трехфазный электродвигатель, который использует смонтированный в корпусе вентилятор.

Для контроля факела в горелке имеется смотровое стекло. Воздушная заслонка, находящаяся с засасывающей стороны вентилятора и соединенная с сервомотором автоматически регулирует подачу топлива и воздуха в соответствии с требуемой мощностью [15].

На рисунке 4.2 изображена комбинированная горелка НТР1030 мощностью 13300 кВт, фирмы Cib Unigas (Италия).

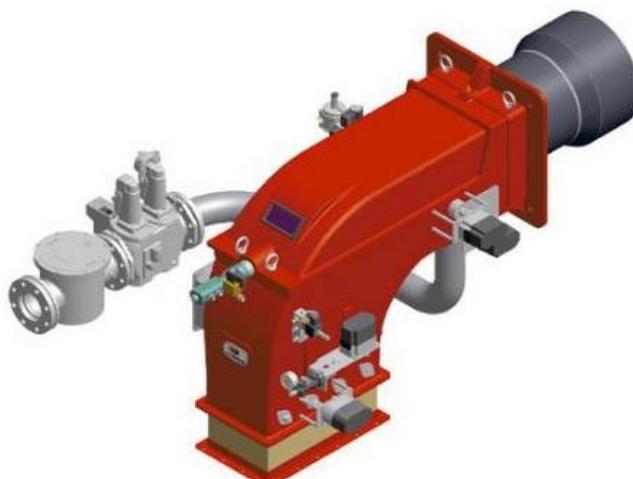


Рисунок 4.2 – Комбинированная горелка НТР1030

### 4.2.3 Выбор насосов

Напор, создаваемый питательным насосом, должен обеспечивать питание котла водой при рабочем давлении за котлом с учетом гидростатической высоты и потерь давления в тракте котла, регулирующем устройстве и в тракте питательной воды.

Подача питательных устройств должна определяться по номинальной паропроизводительности котлов с учетом расхода воды на непрерывную или периодическую продувку и возможности потери воды или пара.

Следует обеспечить автоматическую схему питания котла. Для подачи питательной воды от деаэратора в котел рекомендуется использоваться насосный модуль.

ЕРМ производства компании ЭНТРОРОС. Данные модули специально разработаны для использования в питательных системах паровых котлов ТТ-200. Расход воды через котел определяется расходом пара, т.е. паропроизводительностью котла при заданной температуре питательной воды и давлении пара на выходе с учетом непрерывной продувки и возможных потерь воды и пара. На рисунке 4.3 представлен насосный модуль ЕРМ3 [4].

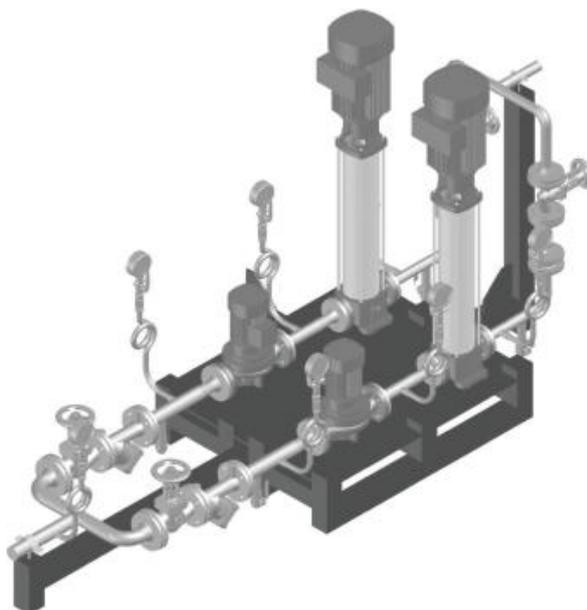


Рисунок 4.3 – Насосный модуль ЕРМ3

### 4.2.4 Выбор деаэратора

Деаэраторы предназначены для деаэрации воды, то есть для удаления кислорода и свободной углекислоты из питательной воды паровых котлов. При отсутствии деаэрации растворенные в воде коррозионно-активные газы, выделяясь в парогенераторе, вызывают коррозию металла. Деаэратор применяется как последняя ступень в системах водоподготовки паровых котлов. Для обеспечения га-

рантированной дегазации питательной воды заводом-изготовителем рекомендуется к применению деаэрактор производства компании ЭНТРОРОС. На рисунке 4.4 показан общий вид деаэрационной установки [4].

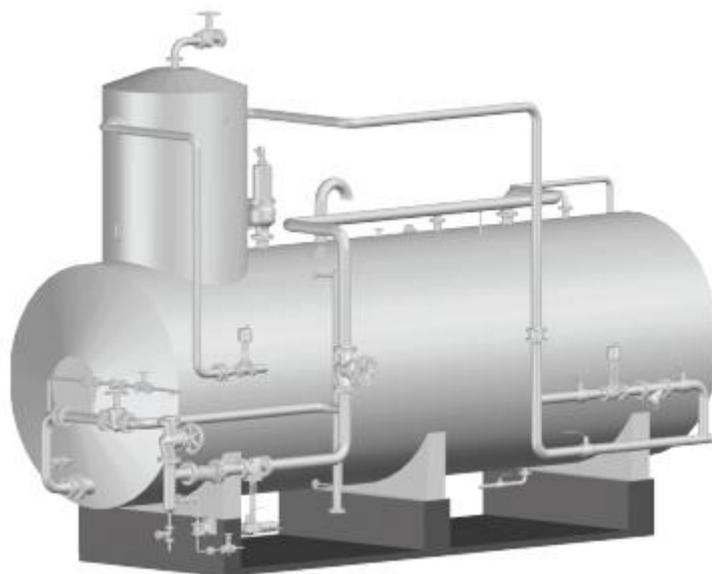


Рисунок 4.4 – Общий вид деаэрационной установки

#### 4.2.5 Выбор сепаратора

Сепараторы непрерывной и периодической продувки предназначены для разделения на пар и воду пароводяной смеси, образующейся из продувочной воды паровых котлов. Для эффективного использования энергии пара вторичного вскипания и повышения энергоэффективности всей паровой системы рекомендуется использовать сепараторы непрерывной продувки ЕСР производства ЭНТРОРОС.

Для улучшения качественных показателей сепаратор оборудован двухступенчатым осушителем, что позволяет значительно повысить сухость пара и увеличить объем конденсата. На рисунке 4.5 показан общий вид сепаратора [4].



Рисунок 4.5 – Общий вид сепаратора

#### 4.2.6 Выбор барботера-охладителя

Барботеры предназначены для охлаждения воды, которая сбрасывается в канализацию. Охлаждение происходит за счет смешения исходной и охлаждающей воды. Для эффективного охлаждения горячей воды и ее отвода рекомендуется использовать барботеры-охладители EBR производства компании ЭНТРОРОС. На рисунке 4.6 показан общий вид барботера-охладителя [4].



Рисунок 4.6 – Общий вид барботера-охладителя

#### 4.2.7 Газооборудование

Газооборудование котельной спроектировано с учётом работы котлов на газе среднего давления с автоматикой безопасности и регулирования процесса горения. Газорегуляторная установка (ГРУ) выполнена в помещении котельной.

На газопроводе к каждому котлу устанавливается отключающая задвижка и счётчик расхода газа.

Оборудование ГРУ состоит из следующих основных узлов и элементов: две параллельные линии регулирования давления газа, включающих в себя регуляторы давления, предохранительно-запорные клапаны; фильтра, пружинного сбросного клапана, комплекта контрольно-измерительных приборов, запорной арматуры, продувочных линий, а также быстродействующего запорного электромагнитного клапана, установленного на вводе газопровода в котельную. [16]

Для бесперебойной работы котельной при выходе из строя регуляторов давления, замене, ремонте и осмотре оборудования предусматривается обводной газопровод (байпас).

#### 4.2.8 Химводоподготовка

Для подготовки воды выбрана схема одноступенчатого Na-катионирования.

Исходная вода проходит через осадочный дисковый механический фильтр грубой очистки DF-1 (размер пор 100 мкм). Фильтр имеет высокую грязеемкость и большую площадь фильтрации и предназначен главным образом для защиты блоков управления установки умягчения воды. После механической очистки вода

									лист
									39
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2019.082.12.ПЗ				

умягчается в ионообменном SF-1354M-2510SE. Это скоростной напорный фильтр с автоматическим управлением процесса промывки, загруженный фильтрующим сыпучим материалом. Корпус фильтра выполнен из пластика. В качестве загрузки используется ионообменная смола «Piolit C-100E». Регенерация фильтра выполняется насыщенным раствором поваренной соли NaCl. Для приготовления и хранения регенерационного раствора служит бак полиэтиленовый [4].

Автоматическая работа водоподготовки осуществляется блоком управления фильтра. Включения в работу установки умягчения производится по уровню хлорированной воды в баке подпитки. Отвод промывных вод осуществляется в канализацию.

					13.03.01.2019.082.12.ПЗ	лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		40

## 5 НАУЧНАЯ ЧАСТЬ. ПОВЫШЕНИЕ КПД КОТЛА ПУТЕМ ОТБОРА ТЕПЛОТЫ ОТ УХОДЯЩИХ ДЫМОВЫХ ГАЗОВ

Для использования (рекуперации) теплоты уходящих дымовых газов котел может быть оснащен экономайзером (вертикального типа установки) для подогрева питательной воды. Применение экономайзера повышает КПД парового котла при том же расходе топлива, а также позволяет снизить вредные выбросы, содержащиеся в дымовых газах. Присоединение экономайзера к котлу показано на рисунке 5.1

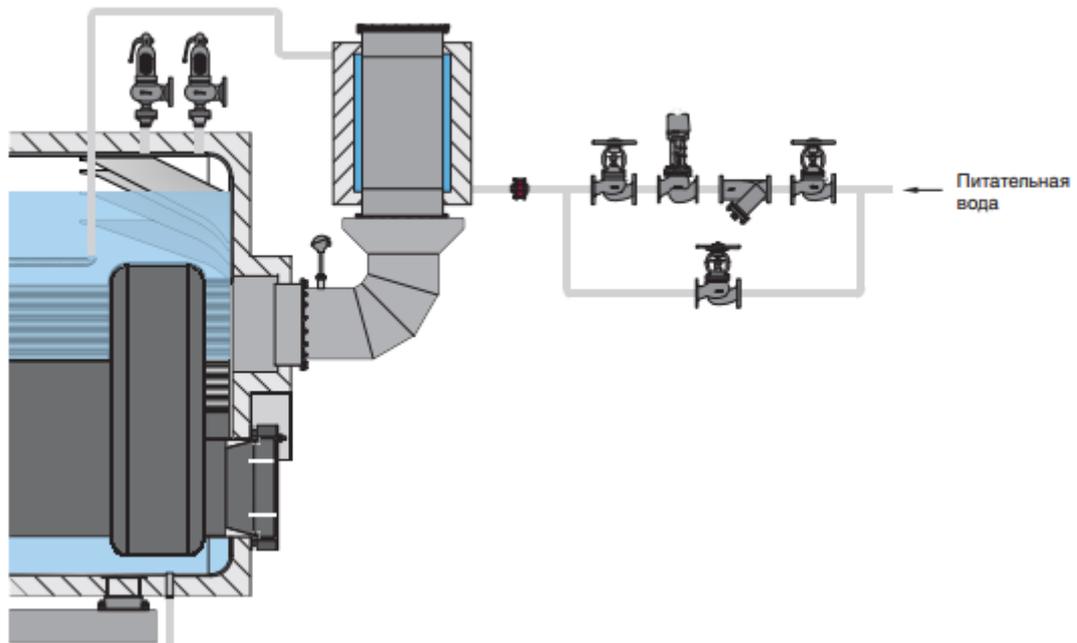


Рисунок 5.1 – Присоединение экономайзера к котлу

Основные характеристики экономайзера производства ЭНТРОРОС представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Основные характеристики экономайзера

Характеристики экономайзера	
Давление воды рабочее, МПа	1,6
Площадь поверхности теплообмена, м <sup>2</sup>	66,7
Температура воды на входе в экономайзер, °С	104
Масса, кг	1844
Температура уходящих дымовых газов, °С	140



Сумма потерь тепла рассчитывается по формуле (5.4):

$$\sum q_i = q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6, \quad (5.4)$$

$$\sum q_i = 5,87 + 0,5 + 0 + 0,5 + 0 = 6,87 \%$$

Коэффициент полезного действия котла находим по формуле (5.5):

$$\eta = 100 - \sum q_i, \quad (5.5)$$

$$\eta = 100 - 6,87 = 93,13 \%$$

Расход топлива определяется по формуле (5.6):

$$B = \frac{D(i''_{nn} - i'_{ne}) + D_{np}(i'_s - i'_{ne})}{Q_p^p \cdot \eta}, \quad (5.6)$$

где  $D_{np}$  – величина непрерывной продувки;

$i''_{nn}$  – энтальпия перегретого пара при  $p_{nn} = 1,2$  МПа;

$i'_{ne}$  – энтальпия питательной воды на входе в котел;

$i'_s$  – энтальпия кипящей воды.

Величину непрерывной продувки определим по формуле (5.7):

$$D_{np} = 0,01 \cdot \rho \cdot D, \quad (5.7)$$

где  $\rho = 5 \%$  – процентное количество воды непрерывной продувки.

$$D_{np} = 0,01 \cdot 5 \cdot 5,55 = 0,278 \text{ кг/с}$$

Энтальпия перегретого пара при  $p_{nn} = 1,2$  МПа  $i''_{nn} = 2816$  кДж/кг [13]

Энтальпия питательной воды на входе в котел определяется по формуле (5.8):

$$i'_{ne} = 4,19 \cdot t_{ne}, \quad (5.8)$$

$$i'_{ne} = 4,19 \cdot 135 = 565,65 \text{ кДж/кг}$$

Энтальпия кипящей воды при  $p_{n,n} = 1,2$  МПа  $i'_s = 796,35$  кДж/кг [13]

Тогда расход природного газа определим по формуле (5.6):

					13.03.01.2019.082.12.ПЗ	лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$$B = \frac{5,55(2816 - 565,65) + 0,278(796,35 - 565,65)}{33810 \cdot 0,931} = 0,399 \text{ м}^3/\text{с}$$

Технические характеристики котла ТТ-200 без экономайзера и с присоединенным экономайзером представлены в сравнительной таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Сравнительные технические характеристики котла ТТ-200

Технические характеристики котла ТТ-200	без экономайзера	с экономайзером
Температура воды на входе в котел, °С	104	135
Температура уходящих газов, °С	234	140
КПД, %	88,5	93,13
Расход топлива, м <sup>3</sup> /с	0,445	0,399

Выводы:

1) КПД котельного агрегата повышается с 88,5% до 93,1% благодаря использованию теплоты уходящих газов для подогрева питательной воды в экономайзере;

2) с увеличением КПД котла уменьшается расход топлива (пригодный газ), как следствие, уменьшаются затраты на топливо.

На рисунке 5.2 показана зависимость температуры уходящих дымовых газов от температуры питательной воды.

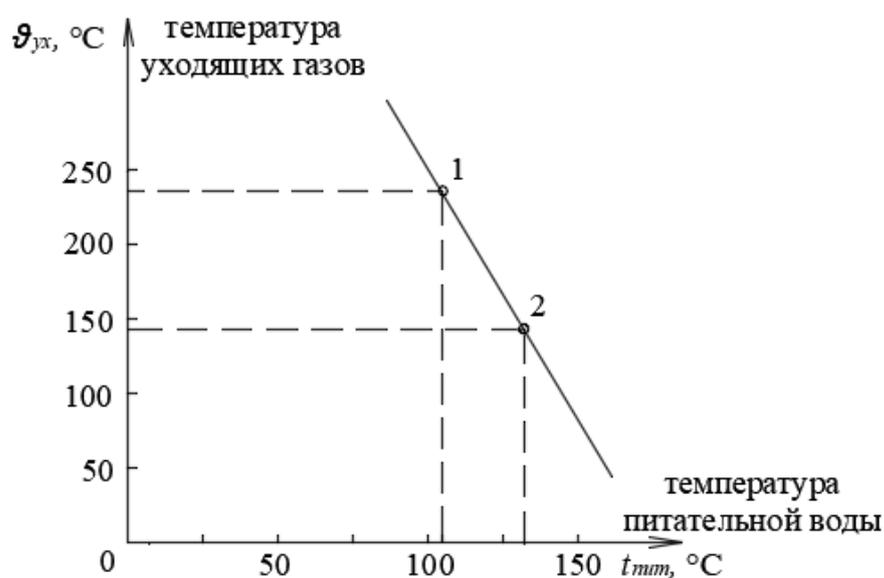


Рисунок 5.2 – Зависимость температуры уходящих дымовых газов от температуры питательной воды



Энергетика – главный источник теплового загрязнения окружающей среды. Количество теплоты, поступающей в окружающую среду, составляет 10-30 % теплоты, полученной при сжигании топлива при работе котельных установок.

Энергосбережение дает возможность сократить выбросы вредных веществ [18].

В выпускной квалификационной работе рассматривается вопрос разработки паровой котельной для производственного предприятия в Челябинской области. Для покрытия паровых нужд в котельной устанавливаются 4 паровых жаротрубно-дымогарных котла марки ТТ-200 производства «Энтророс» паровой производительностью 20 т/ч каждый. Основным видом топлива является природный газ, отбираемый из газопровода «Долгодеревенская-Сысерть». Резервное топливо – мазут. Паровая котельная разрабатывается с автоматизированным управлением с выводом пульта управления на диспетчерский пульт, что не требует постоянного присутствия обслуживающего персонала в здании котельной.

Главным показателем энергетической эффективности котельной является КПД, который учитывает потери топлива и теплоты при производстве и отпуске, а также затраты электроэнергии на привод механизмов. Достигнуть более высоких значений данного показателя возможно благодаря энергосберегающим мероприятиям.

В разрабатываемой паровой блочно-модульной котельной таким мероприятием является установка водяного экономайзера, в котором питательная вода, подаваемая в котел, подогревается дымовыми газами.

До установки экономайзера расход природного газа был равен 0,445 м<sup>3</sup>/с, а после установки экономайзера расход топлива стал равен 0,399 м<sup>3</sup>/с.

Экономия топлива при повышении КПД с 88,5 % до 93,13 % определяется по формуле (6.1):

$$\Delta B = B_1 - B_2, \quad (6.1)$$

где  $B_1$  – расход топлива в котле до повышения КПД;

$B_2$  – расход топлива в котле после повышения КПД.

$$\Delta B = 0,445 - 0,399 = 0,046 \text{ м}^3/\text{с}$$

Таким образом, при установке водяного экономайзера экономия природного газа составляет 0,046 м<sup>3</sup>/с.

Также в качестве энергосберегающих мероприятий в котельной могут быть:

1) поддержание оптимального значения коэффициента избытка воздуха, оценка мероприятия: 1-3%;

2) использование тепловыделений от котлов путем забора теплого воздуха из верхней зоны котельного зала и подачи его во всасывающую линию дутьевого вентилятора, оценка мероприятия: 1-2%;

									лист
									46
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2019.082.12.ПЗ				



Экономия электроэнергии, затрачиваемой на привод насосов и тягодутьевых установок, может быть получена от следующих мероприятий, не требующих значительных капитальных затрат:

- 1) приведение в соответствие напорной характеристики насосов и сопротивления водяного тракта (экономия электроэнергии - до 20%);
- 2) систематическая проверка плотности (герметичности) подсоединений воздухопроводов к вентиляторам (дымососам).

Устанавливаемые котлы марки ТТ-200 основываются на трехходовом движении продуктов сгорания. Эта конструкция направлена на снижение вредных выбросов и повышение коэффициента полезного действия. Благодаря отличной теплоизоляции котла, потери энергии с тепловым излучением ничтожно малы. Присосы воздуха у такого типа котла отсутствуют. Котел также дает возможность поддержания заданных температурных параметров в автоматическом режиме, что обеспечивает значительную экономию энергоносителя.

При эксплуатации энергосбережению способствует рациональное распределение нагрузки между несколькими одновременно работающими котлами.

Существует ряд общих рекомендаций по энергосбережению в котельных к которым относятся:

- 1) назначение в котельной ответственных за контролем расходов энергоносителей и проведения мероприятий по энергосбережению;
- 2) совершенствование порядка работы котельной и оптимизация работы систем освещения, вентиляции, водоснабжения, теплоснабжения;
- 3) соблюдение правил эксплуатации и обслуживания систем энергоиспользования и отдельных энергоустановок, введение графиков включения и отключения систем освещения, вентиляции;
- 4) организация работ по эксплуатации светильников, их чистке, своевременному ремонту оконных рам, оклейка окон;
- 5) ежеквартальная проверка и корректировка договоров на энерго- и ресурсопотребление с энергоснабжающими организациями.

										лист
										48
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2019.082.12.ПЗ					

## 7 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ

При высоких температурах в ядре факела топок котлов происходит частичное окисление азота, содержащегося в воздухе и топливе. Поэтому при работе котельной на природном газе уходящие газы содержат вредные вещества – оксиды азота. Расчет выбросов ведется в пересчете на диоксид азота  $\text{NO}_2$ , потому что попадая в атмосферу Земли, оксид азота  $\text{NO}$  окисляется до более активного диоксида азота.

Рассеивание загрязняющих веществ при помощи дымовых труб является одним из основных способов защиты атмосферы от загрязнения. На дымовые газы, выходящие из дымовых труб начинают оказывать влияние всевозможные метеоусловия. Это температура воздуха, скорость ветра и прочие. Горизонтальное перемещение примесей в основном определяется скоростью ветра, а вертикальное распределением температур по высоте [20].

На покрытие паровых нужд предприятия Челябинской области работают 4 паровых котла ТТ-200 паропроизводительностью 20 т/ч каждый.

Выполним поверочный расчёт дымовой трубы при выбросе диоксида азота для котельной, работающей на природном газе Долгодеревенская-Сысерть с содержанием азота  $N_2 = 1,35\%$ .

Низшая теплота сгорания топлива:  $Q_n^p = 33810 \text{ кДж/нм}^3$

Расход топлива на один котел:  $B = 0,399 \text{ м}^3/\text{с}$ ;

Температура на выходе из дымовой трубы:  $\vartheta_{\text{вх}} = 137,2 \text{ }^\circ\text{C} = 410,2 \text{ К}$ ;

Температура атмосферного воздуха: средняя температура воздуха самого жаркого месяца в полдень:  $t = 24,1 \text{ }^\circ\text{C}$  [22];

Барометрическое давление:  $p = 739 \text{ мм. рт. ст.}$

Котельная располагается в районе Урала.

Расчет объемов продуктов сгорания при сжигании природного газа с данными характеристиками производился ранее в тепловом расчете котельной установки.

Действительный объем продуктов сгорания (при нормальных условиях):  $V_2 = 11,78 \text{ м}^3 / \text{м}^3$ .

### 7.1 Расчет объемного расхода дымовых газов

Объем продуктов сгорания топлива при рабочих условиях (7.1):

$$V_p = \frac{p_{\text{н}} \cdot V_{\text{н}} \cdot T}{p \cdot T_{\text{н}}}, \quad (7.1)$$

$$V_p = \frac{760 \cdot 11,78 \cdot 410,2}{739 \cdot 273} = 18,21 \text{ м}^3 / \text{м}^3$$

									лист
									49
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2019.082.12.ПЗ				

Полный объем продуктов сгорания топлива при рабочих условиях (7.2):

$$V_{yx} = V_p \cdot B \cdot n, \quad (7.2)$$

где  $n$  – количество котлов.

$$V_{yx} = 18,21 \cdot 0,399 \cdot 4 = 29,06 \text{ м}^3 / \text{с}$$

## 7.2 Расчет максимальной приземной концентрации выбросов и высоты дымовой трубы

Суммарное количество окислов азота, выбрасываемых в атмосферу с дымовыми газами (7.3):

$$M_{NO_2} = n \cdot 0,001 \cdot B \cdot Q_n^p \cdot K_{NO_2} \cdot (1 - \beta), \quad (7.3)$$

где  $\beta = 0$  – коэффициент, зависящий от степени снижения выбросов окислов азота в результате технических решений;

$n$  – количество котлов;

$K_{NO_2} = 0,11$  кг/МДж – параметр, характеризующий количество окислов азота, образующихся на 1 МДж теплоты, зависит от паропроизводительности котельного агрегата [21].

$$M_{NO_2} = 4 \cdot 0,001 \cdot 0,399 \cdot 33810 \cdot 0,11 \cdot (1 - 0) = 5,94 \text{ г/с.}$$

Минимальная высота трубы определяется из условия, что максимальная концентрация вредного вещества в приземном слое  $C_m$  не превосходит максимально разовую ПДК этого вещества в атмосферном воздухе (7.4):

$$C_m \leq \text{ПДК}, \quad (7.4)$$

В соответствии с этим уравнением минимально допустимая высота трубы, при которой обеспечивается значение  $C_m$ , равное ПДК, при наличии  $Z$  труб одинаковой высоты и выброса при температуре выбрасываемых газов большей температуры атмосферного воздуха ( $\Delta T > 0$ ), может быть рассчитана по формуле (7.5):

$$H = \sqrt{AFnm \frac{M}{\text{ПДК}} \sqrt[3]{\frac{Z}{V_{yx} \Delta T}}}, \quad (7.5)$$

					13.03.01.2019.082.12.ПЗ	лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		50

где  $M$  – суммарное количество вредного вещества, выбрасываемого в атмосферу в единицу времени, г/с;

$ПДК = 0,085 \text{ мг/м}^3$  – максимально разовая предельно допустимая концентрация  $\text{NO}_2$ ;

$\Delta T$  – разность температур выбрасываемых газов и атмосферного воздуха;

$V_{yx}$  – полный расход дымовых газов на срезе (устье) трубы,  $\text{м}^3/\text{с}$ ;

$A = 160$  – коэффициент, учитывающий рассеивающие свойства атмосферы при неблагоприятных метеорологических условиях, определяет условия вертикального и горизонтального рассеивания вредных веществ в атмосферном воздухе, определяется климатической зоной;

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

$m, n$  – коэффициенты, учитывающие подъем факела над трубой.

Задаем оптимальной скоростью газа на выходе из трубы при естественной тяге:  $w_o = 15 \text{ м/с}$ .

Диаметр трубы определяем по формуле (7.6):

$$D_o = \sqrt{\frac{4 \cdot V_{yx}}{w \cdot \pi}}, \quad (7.6)$$

$$D_o = \sqrt{\frac{4 \cdot 29,06}{15 \cdot 3,14}} = 1,58 \text{ м.}$$

Принимаем стандартное значение диаметра устья дымовой трубы  $D_o = 1,5 \text{ м}$ , тогда реальная скорость дымовых газов на выходе из устья трубы (7.7) [23]:

$$w_o = \frac{4 \cdot V_{yx}}{\pi \cdot D_o^2}, \quad (7.7)$$

$$w_o = \frac{4 \cdot 29,06}{3,14 \cdot 1,5^2} = 16,56 \text{ м/с.}$$

Задаем высоту трубы  $h_3 = 30 \text{ м}$  и находим значение коэффициента  $m$ , который зависит от параметра  $f$  (7.8):

$$f = \frac{10^3 w_o^2 D_o}{h_3^2 \Delta T}, \quad (7.8)$$

									лист
									51
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2019.082.12.ПЗ				

где  $\Delta T = 137,2 - 24,1 = 113,1 \text{ К}$ .

$$f = \frac{10^3 \cdot 16,56^2 \cdot 1,5}{30^2 \cdot 113,1} = 3,94$$

Находим значение коэффициента  $m$  по формуле (7.9):

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{f} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{f}}, \quad (7.9)$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{3,94} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{3,94}} = 0,71$$

Находим значение коэффициента  $n$ , который зависит от параметра  $v_m$  (7.10):

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{V_{yx} \cdot \Delta T / h_3}, \quad (7.10)$$

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{29,06 \cdot 113,1 / 30} = 3,14$$

Так как  $v_m \geq 2$ , следовательно:  $n = 1$ .

$$h_p^1 = \sqrt{160 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,71 \cdot \frac{5,94}{0,085} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{29,06 \cdot 113,1}}} = 23 \text{ м}$$

Задаем высоту трубы  $h_3 = 15 \text{ м}$  и находим значение коэффициента  $m$ , который зависит от параметра  $f$  (7.8):

$$f = \frac{10^3 \cdot 16,56^2 \cdot 1,5}{15^2 \cdot 113,1} = 15,77$$

Находим значение коэффициента  $m$  по формуле (7.9):

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{15,77} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{15,77}} = 0,52$$

Находим значение коэффициента  $n$ , который зависит от параметра  $v_m$  (7.10):

					13.03.01.2019.082.12.ПЗ	лист
						52
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{29,06 \cdot 113,1 / 15} = 3,96$$

Так как  $v_m \geq 2$ , следовательно:  $n = 1$ .

$$h_p^2 = \sqrt{160 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,52 \cdot \frac{5,94}{0,085} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{29,06 \cdot 113,1}}} = 19,7 \text{ м}$$

Задаем высоту трубы  $h_3 = 21$  м и находим значение коэффициента  $m$ , который зависит от параметра  $f$  (7.8):

$$f = \frac{10^3 \cdot 16,56^2 \cdot 1,5}{21^2 \cdot 113,1} = 8,05$$

Находим значение коэффициента  $m$  по формуле (7.9):

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{8,05} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{8,05}} = 0,61$$

Находим значение коэффициента  $n$ , который зависит от параметра  $v_m$  (7.10):

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{29,06 \cdot 113,1 / 21} = 3,54$$

Так как  $v_m \geq 2$ , следовательно:  $n = 1$ .

$$h_p^3 = \sqrt{160 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,61 \cdot \frac{5,94}{0,085} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{29,06 \cdot 113,1}}} = 21,3 \text{ м}$$

На рисунке 7.1 представлено графическое определение высоты дымовой трубы.

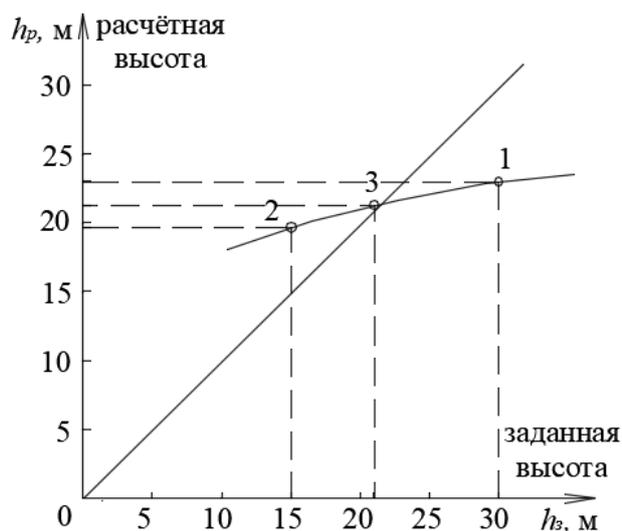


Рисунок 7.1 – Определение высоты дымовой трубы

По графику получается, что минимальная допустимая высота трубы  $h_{\min} = 21,2$  м, следовательно, выбирается железобетонная труба высотой 30 м и диаметром устья 1,5 м [23].

Максимальная приземная концентрация оксидов азота определяется по формуле (7.11):

$$C_{NO_2} = \frac{A \cdot M_{NO_2} \cdot F \cdot m \cdot n}{h_{\min}^2 \cdot \sqrt[3]{V_{yx} \cdot \Delta T}}, \quad (7.11)$$

$$f = \frac{10^3 \cdot 16,56^2 \cdot 1,5}{30^2 \cdot 113,1} = 3,94$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{3,94} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{3,94}} = 0,51$$

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{29,06 \cdot 113,1 / 30} = 3,14$$

Так как  $v_m \geq 2$ , следовательно:  $n = 1$ .

Максимальная приземная концентрация оксидов азота:

$$C_{NO_2} = \frac{160 \cdot 5,94 \cdot 1 \cdot 0,51 \cdot 1}{30^2 \cdot \sqrt[3]{29,06 \cdot 113,1}} = 0,036 \text{ мг/м}^3$$

Максимальная приземная концентрация оксидов азота не превышает ПДК.

$$C_{NO_2} (0,036 \text{ мг/м}^3) < ПДК_{NO_2} (0,085 \text{ мг/м}^3)$$

					13.03.01.2019.082.12.ПЗ	лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		55

## 8 АВТОМАТИКА И КИП

При построении схемы автоматики будем руководствоваться развёрнутым методом. В таком методе каждый прибор или блок, входящий в единый регулирующий, измерительный или управляющий комплект средств автоматизации на схеме обозначается отдельным условным обозначением.

Обозначение приборов на схеме согласно ГОСТ 21.405-85. «Автоматизация технологических процессов» [24]. Установка автоматического оборудования изображена на схеме. Выбор оборудования представлен в спецификации в приложении А

В дипломном проекте рассматривается котельная, оснащенная автоматикой ЭНТРОМАТИК 500, которая реализует задачи управления технологическим процессом в паровой котельной и информационного обслуживания эксплуатационного персонала. Установка данной АСУ позволяет достичь оптимальных производственно-экономических, технологических и технических параметров работы паровых котлов.

Объектами контроля и управления автоматизированной системы управления ЭНТРОМАТИК 500 являются:

- от одного до шести паровых котла;
- каскадный регулятор;
- деаэрационная установка;
- сбор и возврат конденсата;
- охладитель.

Комплекс ЭНТРОМАТИК 500 условно разделен на независимые системы управления, которые призваны решить определенные важные задачи управления котельной установкой. Системы управления могут работать как в общем комплексе, так и независимо друг от друга, чем достигается высокая эффективность и универсальность автоматизации паровой котельной.

Структура АСУ является иерархической и распределенной. На нижнем уровне располагаются датчики и исполнительные механизмы, а также средства дистанционного управления (местные посты) исполнительными механизмами (задвижками, клапанами), позволяющие оператору вести технологический процесс в ручном аварийном режиме или в процессе наладки.

Логика управления реализуется на среднем уровне системы, где расположен основной модуль контроля и управления. Система среднего уровня собирает информацию об общем состоянии системы и ее отдельных элементах.

По запросу диспетчера система управления среднего уровня передает информацию о текущем состоянии котельного оборудования, технических параметрах (давление, температура, расход) на монитор диспетчера.

На верхнем уровне осуществляется диспетчеризация, архивирование и запись информации, а также функции дистанционного управления средним уровнем системы управления.

									лист
									56
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2019.082.12.ПЗ				

Все системы управления связаны между собой общей цифровой шиной CANbus, по которой происходит обмен данными по логике Master-Slave (Ведущий - Ведомый).

В комплексе ЭНТРОМАТИК 500 ведущим является СУ ESC 500, а ведомой СУ EBC 501.

В комплексе ЭНТРОМАТИК 500 ведущим является СУ ESC 500, а ведомой СУ EBC 501.

На рисунке 8.1 показана схема передачи данных на верхний уровень по протоколу Modbus по интерфейсу RS485. Любая СУ может быть подключена в сеть Modbus как в составе комплекса, так и отдельно по интерфейсу RS232.

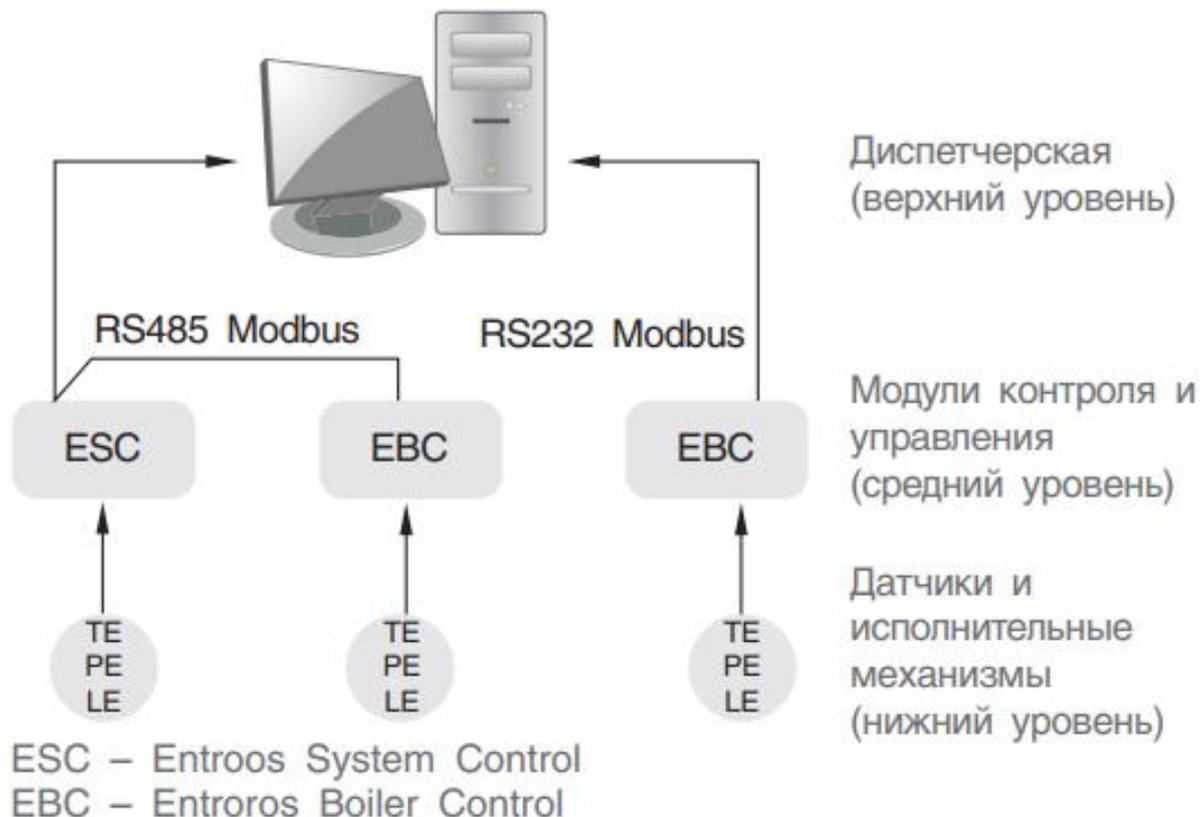


Рисунок 8.1 – Схема передачи данных на верхний уровень по протоколу Modbus по интерфейсу RS485

### ЭНТРОМАТИК ESC 500 (ведущая)

Выполняемые функции:

- 1) каскадное управление паровыми котлами (до 6 котлов);
- 2) управление деаэрационной установкой;
- 3) управление конденсатной емкостью;
- 4) управление охладителем.

Функции защиты:

- 1) питательных насосов по сухому ходу;
- 2) по минимальному уровню воды в деаэраторе;

- 3) по минимальному давлению ХВС;
- 4) по максимальному уровню конденсата;
- 5) по максимальному уровню воды в деаэраторе.

### **ЭНТРОМАТИК ЕВС 501 (ведомая)**

Выполняемые функции:

- 1) управление горелкой котла;
- 2) управление непрерывной продувкой;
- 3) управление периодической продувкой;
- 4) управление уровнем воды в котле;
- 5) подсчет массового расхода пара (т/ч).

Функции защиты:

- 1) по минимальному уровню воды в котле;
- 2) по максимальному уровню воды в котле;
- 3) по максимальному давлению в котле;
- 4) по максимальной электропроводности.

Автоматическое прекращение подачи топлива к горелочному устройству должно происходить в следующих случаях [25]:

- 1) при повышении или понижении давления газообразного топлива перед горелками;
- 2) при понижении давления жидкого топлива перед горелками за регулирующим органом;
- 3) при понижении давления воздуха перед горелками с принудительной подачей воздуха;
- 4) при погасании факелов горелок, отключение которых при работе котла не допускается;
- 5) при повышении давления пара при работе котельных;
- 6) при повышении или понижении уровня воды в котле;
- 7) при исчезновении напряжения в цепях защиты;
- 8) при неисправности цепей защиты.

Пределы отклонений параметров от номинальных значений, при которых должна сработать защита, устанавливаются заводами-изготовителями технологического оборудования и уточняются в процессе наладки и пуска котла перед его эксплуатацией согласно проекту и нормативной документации [26].

## **8.1 Предохранительные клапаны**

Котел должен быть оснащен двумя предохранительными клапанами для защиты котла от избыточного давления теплоносителя. Предохранительные клапаны устанавливаются на патрубках, непосредственно присоединенных к котлу без промежуточных запорных органов. Трубопровод сброса от клапана не должен иметь запорных устройств, должен иметь уклон с гарантированным осушением и заканчиваться в безопасном месте котельной. Отбор рабочей

										лист
										58
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2019.082.12.ПЗ					

среды через патрубок, на котором расположены предохранительные клапаны, запрещается.

Предохранительные клапаны должны иметь паспорта с указанием их пропускной способности.

Давление полного открытия предохранительных клапанов должно быть не более чем на 10 % выше разрешенного давления котла.

Изменение давления срабатывания предохранительного клапана на большую величину не допускается.

Во время работы котла необходимо производить проверку исправности действия клапана путем принудительного его открытия.

Проверка исправности работы предохранительных клапанов должна производиться не реже одного раза в смену на котлах с рабочим давлением до 12 бар включительно и не реже одного раза в сутки на котлах с рабочим давлением 16 бар [27].

## 8.2 Указатели уровня воды прямого действия

На котле должны быть установлены два указателя уровня воды.

Во время работы котла необходимо производить проверку исправности работы указателя уровня воды путем кратковременного открытия дренажного клапана.

Если вода исчезнет, а затем быстро появится на изначальном уровне со значительными колебаниями, указатель уровня исправен. Если же вода возвращается медленно или остановилась на другом значении, это означает, что устройство засорено. Необходимо устранить засор [28].

## 8.3 Регулирование парового котла

Основными технологическими параметрами котла – его внешними регулируемым величинами являются расход свежего пара  $G_{с.п.}$  и параметры пара перед подачей потребителю: давление  $p_0$  и температура  $t_0$ . Надежная и экономичная работа котла во всем диапазоне изменения режимов обеспечивается поддержанием внутренних регулируемых величин: коэффициента избытка воздуха  $\alpha$ , разрежения в верхней части топки  $S_T$ , уровня воды в барабане котла  $H_b$ , содержания котловой воды.

Регулирование процессов горения и парообразования включает в себя контуры регулирования паропроизводительности и давления свежего пара, экономичности процесса горения, разрежения в верхней части топки.

Паропроизводительность котла должна соответствовать расходу пара, отдаваемого потребителю [29].

### 8.3.1 Регулирование экономичности процесса горения

					13.03.01.2019.082.12.ПЗ	лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		59

Регулирование экономичности процесса горения поддерживает оптимальный коэффициент избытка воздуха, представляющий собой отношение действительного расхода воздуха к теоретически необходимому для полного сгорания топлива. Он определяется индивидуально для каждого котла из условия минимума тепловых потерь, основными из которых являются потери теплоты с уходящими газами и от химического и механического недожогов топлива.

Коэффициент избытка воздуха  $\alpha$  находят, анализируя состав топочных газов, покидающих топку, а именно, по процентному содержанию свободного кислорода  $O_2$  в уходящих газах, измеренному в конце третьего хода газохода.

При сжигании газа оптимальное значение содержания кислорода до 0,2 %.

Регулируемым участком является топочная камера с примыкающим участком газохода до места измерения содержания  $O_2$ , регулирующим воздействием – расход воздуха  $G_B$ , поступающего в топку. Задание  $G_B^{зд}$  регулятору воздуха  $PB$  формируется командным блоком  $KB$  в зависимости от положения регулирующего органа подачи топлива с коррекцией по содержанию  $O_2$  в продуктах сгорания от регулятора  $PO_2$  [30].

### 8.3.2 Регулирование давления свежего пара

Главным регулятором является регулятор давления  $PD$ , на вход которого подаются сигналы действительного  $p_0$  и заданного  $p_0^{зд}$  значений давления пара перед потребителем. При  $p_0 - p_0^{зд} \neq 0$  регулятор давления меняет задание  $V_m^{зд}$  регулятору топлива (РТ), который через регулирующий клапан подачи газообразного или жидкого топлива воздействует на расход топлива  $V_m$ , подаваемого в топку [30].

### 8.3.3 Регулирование разряжения

Паровой котел ТТ-200 газоплотный, работающий под наддувом, поэтому разряжение в топке не регулируют [30].

### 8.3.4 Регулирование питания котла

Регулирование питания должно обеспечить поддержание уровня воды в котле, максимально допустимые отклонения которого от среднего положения обычно не превышают  $\pm 100$  мм. Недопустимое снижение уровня в барабане, называемое «упуском» воды, может привести к перегреванию котла. Недопустимое повышение уровня, или «перепитка» котла, приводит к уносу воды с паром, следовательно, ухудшается качество пара. На вход трехимпульсного регулятора уровня  $PV$  подаются сигналы по текущим значениям уровня  $H_0$ , расхода питательной воды  $G_{н.в}$  и расхода свежего пара  $G_{с.п}$ . Регулятор должен поддерживать заданный уровень в котле независимо от изменений паровой нагрузки котла  $G_{с.п}$ .

									лист
									60
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2019.082.12.ПЗ				

Такая система регулирования выбрана из-за возможности возникновения ложного импульса вследствие явления «вспучивания» уровня.

При возмущении увеличением расхода пара, уровень воды в котле в первый момент не только не падает, но напротив, быстро возрастает и только через некоторое время начинает снижаться. Это связано с тем, что с ростом расхода пара давление в котле падает, паросодержание и объем пароводяной смеси в котла увеличиваются и уровень временно повышается. При отсутствии компенсирующего сигнала по расходу свежего пара регулятор уровня дал бы в этом случае ложную команду на закрытие РПК, т.е. на уменьшение подачи воды в котел.

Контроль минимального уровня производится двумя независимыми датчиками. При падении уровня воды ниже одного из датчиков необходимо прекратить подачу топлива к горелочному устройству котла.

Контроль максимально допустимых значений уровня производится специально предназначенными для этих целей датчиками.

Контроль максимального уровня производится одним датчиком. При повышении уровня воды выше уровня установленного электрода необходимо прекратить подачу топлива к горелочному устройству котла.

Установка длины электродов датчиков минимального и максимального уровня осуществляется путем их обрезания до необходимой длины, указанной в паспорте котла.

Регулировка уровня воды производится путем формирования управляющего сигнала на питательный клапан или насос. Регулировка может производиться как аналоговым методом датчиком с выходом 4-20 мА, так и дискретным методом с применением электродного датчика (вкл/выкл).. Система регулирования уровня воды представлена на рисунке 8.2 [30].

									лист
									61
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2019.082.12.ПЗ				



Контрольная сигнализация служит для передачи указаний о состоянии нормальной работы и о характере операций в контролируемом пункте (работает или выключен тот или иной агрегат).

Аварийная сигнализация дает сигнал в случае нарушения нормального эксплуатационного режима или аварии.

Сигналы контрольной сигнализации обычно осуществляются световыми эффектами (лампочки, светодиоды).

Для аварийной сигнализации обычно применяют звуковой сигнал (сирена, звонок) совместно с сопутствующим ему световым сигналом [31].

## 9 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

В выпускной квалификационной работе рассматривается вопрос разработки паровой котельной для производственного предприятия Челябинской области. Для покрытия паровых нужд в котельной устанавливаются 4 паровых жаротрубно-дымогарных котла марки ТТ-200 производства «Энтророс» паровой производительностью 20 т/ч каждый. Основным видом топлива является природный газ, отбираемый из газопровода «Долгодеревенская-Сысерть». Резервное топливо – мазут. Паровая котельная разрабатывается с автоматизированным управлением с выводом пульта управления на диспетчерский пульт, что не требует постоянного присутствия обслуживающего персонала в здании.

В котельной возможны следующие аварийные ситуации:

									лист
									63
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2019.082.12.ПЗ				

1) в основных элементах котла (жаровой трубе, огневой коробке, кожухе топки, трубной решетке, паропроводе) обнаружены трещины, выпучины, пропуски в сварных швах;

2) уровень воды в паровом котле быстро снижается, несмотря на усиленное питание котла водой;

3) уровень воды поднимается выше верхней кромки водоуказательного стекла и продувкой котла не удается снизить его;

4) перестает действовать более 50% предохранительных клапанов;

5) давление поднимается выше разрешенного более чем на 10% и продолжает расти, несмотря на прекращение подачи топлива, уменьшение тяги и дутья, усиленного питания котла водой.

Перечисленные аварийные ситуации могут повлечь за собой разрыв оборудования, пожар и производственный травматизм (порезы, ушибы, ожоги, переломы).

Рассмотрим вопросы пожаро- и взрывобезопасности производственного помещения, используя Правила противопожарного режима [32], Правила по охране труда при эксплуатации тепловых энергоустановок [33], Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий [34], Технический регламент о требованиях пожарной безопасности [35].

## 9.1 Опасные факторы пожара

К опасным факторам пожара, воздействующим на людей и оборудование в котельной, относятся:

1) пламя и искры;

2) тепловой поток;

3) повышенная температура окружающей среды;

4) повышенная концентрация токсичных продуктов горения;

5) пониженная концентрация кислорода;

6) снижение видимости в дыму.

Классификация опасных факторов пожара используется при обосновании мер пожарной безопасности, необходимых для защиты людей и оборудования при пожаре [35].

К сопутствующим проявлениям опасных факторов пожара относятся:

1) осколки, части разрушившегося здания, технологических установок, оборудования, агрегатов;

2) вынос высокого напряжения на токопроводящие части технологических установок, оборудования, агрегатов;

3) воздействие огнетушащих веществ.

## 9.2 Определение класса пожара котельной

Пожары классифицируются по виду горючего материала и подразделяются на следующие классы:

										лист
										64
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2019.082.12.ПЗ					

- 1) пожары твердых горючих веществ и материалов (А);
- 2) пожары горючих жидкостей или плавящихся твердых веществ и материалов (В);
- 3) пожары газов (С);
- 4) пожары металлов (D);
- 5) пожары горючих веществ и материалов электроустановок, находящихся под напряжением (Е);
- 6) пожары ядерных материалов, радиоактивных отходов и радиоактивных веществ (F).

Классификация пожаров по виду горючего материала используется для обозначения области применения средств пожаротушения [35].

В паровой котельной в качестве топлива применяется природный газ, поэтому класс пожара В, С, D, Е.

### **9.3 Определение категории котельной по пожарной и взрывопожарной опасности**

По пожарной и взрывопожарной опасности производственные помещения независимо от их функционального назначения подразделяются на категории:

- 1) повышенная взрывопожароопасность (А);
- 2) взрывопожароопасность (Б);
- 3) пожароопасность (В1 – В4);
- 4) умеренная пожароопасность (Г);
- 5) пониженная пожароопасность (Д).

Категория котельной по пожарной и взрывопожарной опасности определяется исходя из вида находящихся в помещении горючих веществ и материалов, их количества и пожароопасных свойств, а также исходя из объемно-планировочных решений помещения и характеристик проводимых в них технологических процессов.

К категории Г относятся помещения, в которых находятся негорючие вещества и материалы в горячем, раскаленном или расплавленном состоянии, процесс обработки которых сопровождается выделением лучистого тепла, искр и пламени, и горючие газы, жидкости и твердые вещества, которые сжигаются или утилизируются в качестве топлива [35].

В котельной используется горючий газ (природный газ) и горючая жидкость (мазут), которые утилизируются в качестве топлива, поэтому паровая котельная относится к категории Г по пожарной и взрывопожарной опасности.

### **9.4 Определение класса здания по функциональной пожарной опасности**

Здания по классу функциональной пожарной опасности в зависимости от их назначения подразделяются на:

- 1) Ф1 – здания, предназначенные для постоянного проживания и временного пребывания людей (гостиницы, общежития);

2) Ф2 – здания зрелищных и культурно-просветительных учреждений (театры, музеи, кинотеатры, концертные залы, клубы, цирки, спортивные сооружения с трибунами);

3) Ф3 – здания организаций по обслуживанию населения (поликлиники, вокзалы, здания организаций общественного питания);

4) Ф4 – здания образовательных организаций, научных и проектных организаций, органов управления учреждений (здания общеобразовательных организаций, здания органов управления учреждений);

5) Ф5 – здания производственного или складского назначения, в том числе:

а) Ф5.1 – производственные здания, сооружения, производственные и лабораторные помещения, мастерские;

б) Ф5.2 – складские здания, сооружения, стоянки для автомобилей без технического обслуживания и ремонта, книгохранилища, архивы, складские помещения;

в) Ф5.3 – здания сельскохозяйственного назначения [35].

Паровая котельная относится к классу Ф5.1 по функциональной пожарной опасности.

## 9.5 Определение степени огнестойкости котельной

Степень огнестойкости котельной должна устанавливаться в зависимости от ее этажности, класса функциональной пожарной опасности, площади пожарного отсека и пожарной опасности происходящих в них технологических процессов.

Здания по степени огнестойкости подразделяются на здания I, II, III, IV и V степеней огнестойкости [35].

I степень – здания, которые сильнее всего защищены от негативных последствий, возникающих вследствие пожара; основные используемые материалы – бетон и камень, устойчивые к действию повышенных температур и огня;

II степень – здания с огнеупорными конструкциями, как при первой степени огнестойкости, но с небольшим допущением использования незащищенных элементов в стальных конструкциях;

III степень – здания с несущими и ограждающими конструкциями из каменных материалов, бетона или железобетона; для перекрытий допускается использование деревянных конструкций, защищенных штукатуркой или трудногорючими листовыми, а также плитными материалами;

IV степень – здания с несущими и ограждающими конструкциями из цельной или клееной древесины и других горючих или трудногорючих материалов, защищенных от воздействия огня и высоких температур штукатуркой или другими листовыми или плитными материалами; элементы чердачного покрытия из древесины подвергаются огнезащитной обработке;

V степень – здания, для которых характерно использование сгораемых материалов, однако для несущих стен, как и для зданий четвертой степени огнестойкости, применяют материалы негорючей природы.

Так как стеновая и кровельная обшивки блочно-модульной паровой котельной

						лист
					13.03.01.2019.082.12.ПЗ	66
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		



ператур. При возможности следует принять меры к опорожнению газо- и мазутопроводов от горючих материалов.

Внутри котельных отделений на вводных задвижках, напорных и обратных линиях мазутопроводов и газопроводов должны быть вывешены таблички "Закрыть при пожаре".

Запрещается загромождать подход к указанным задвижкам деталями оборудования и материалами. Обслуживающий персонал должен хорошо знать места установки вводных задвижек.

На мазутопроводах и газопроводах должна применяться только стальная арматура с уплотнительными кольцами из материала, который при трении и ударах не дает искрообразования.

Периодически, но не менее 1 раза в полугодие, должен проводиться визуальный осмотр состояния теплоизоляции оборудования. Обнаруженные нарушения должны быть отмечены в журнале дефектов и неполадок с оборудованием. Особо необходимо следить за местами с вспучиванием и отслоением теплоизоляции паропроводов, так как попадание на эти места горючих жидкостей и пропитка ими теплоизоляции приводит к самовозгоранию.

Все трубопроводы в котельном отделении должны иметь цветные кольца с опознавательной окраской и обозначающие, в зависимости от свойств транспортируемых веществ в соответствии с действующим государственным стандартом, а в помещениях и на оборудовании должны быть знаки безопасности. Все газопроводы должны окрашиваться в желтый, а мазутопроводы – в коричневый опознавательный цвет [34].

## 9.8 Первичные средства пожаротушения

Паровая котельная должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения (ручными и передвижными): огнетушителями, ящиками с песком, асбестовыми или войлочными покрывалами. Количество и места размещения первичных средств пожаротушения устанавливаются в зависимости от вида горючего материала, объемно-планировочных решений здания, параметров окружающей среды.

Первичные средства пожаротушения предназначены для использования обслуживающим персоналом и иными лицами в целях борьбы с пожарами.

Для тушения пожаров класса В, С, D, Е применяются порошковые огнетушители с соответствующими зарядами – порошок ВСЕ, АВСЕ, D.

Выбор огнетушителя (передвижной или ручной) обусловлен размерами возможных очагов пожара. При значительных размерах возможных очагов пожара необходимо использовать передвижные огнетушители.

Количество огнетушителей зависит от площади защищаемого помещения указанной категории [32]. Так в паровой котельной площадью 1008 м<sup>2</sup> должно размещаться не менее 2 огнетушителей с массой огнетушащего вещества 4 кг.

Огнетушители, имеющие полную массу менее 15 кг, должны быть установлены таким образом, чтобы их верхняя часть располагалась на высоте не более 1,5 м

										лист
										68
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2019.082.12.ПЗ					

от пола; огнетушители, имеющие полную массу 15 кг и более, должны устанавливаться на высоте не более 1,0 м от пола. Они могут устанавливаться на полу с обязательной фиксацией от возможного падения при случайном воздействии. Огнетушители не должны создавать препятствий при перемещении людей в помещениях.

Запорная арматура (краны, рычажные клапаны, крышки горловин) огнетушителей должна быть опломбирована. Использованные огнетушители, а также огнетушители с сорванными пломбами должны быть немедленно изъяты для проверки или перезарядки.

Запрещается установка огнетушителей непосредственно у обогревателей, паропроводов и оборудования для исключения их нагрева сверх допустимых температур [34].

Для размещения первичных средств тушения пожара в производственном помещении должны устанавливаться специальные пожарные щиты. Пожарные щиты комплектуются немеханизированным пожарным инструментом и инвентарем [32].

Ящики для песка должны иметь объем  $0,5 \text{ м}^3$  и комплектоваться совковой лопатой. Конструкция ящика должна обеспечивать удобство извлечения песка и исключать попадание осадков. Ящики с песком, как правило, устанавливаются с пожарными щитами в местах, где возможен разлив легковоспламеняющихся или горючих жидкостей. Для помещений категорий Г по взрывопожарной и пожарной опасности устанавливается не менее  $0,5 \text{ м}^3$  на каждые  $1000 \text{ м}^2$  защищаемой площади [32]. Так как защищаемая площадь паровой котельной равна  $1008 \text{ м}^2$ , то достаточно установить 1 ящик с песком.

Покрывала для изоляции – асбестовое полотно, войлок, кошма должны размещаться только в тех местах, где их необходимо применять для защиты отдельного оборудования от огня или изоляции от искр и очагов загорания при аварийной ситуации [34]. Полотна хранятся в водонепроницаемых закрывающихся футлярах (чехлах), позволяющих быстро применить эти средства в случае пожара [32].

Противопожарное водоснабжение относится к одному из основных устройств пожаротушения на объекте и включает в себя: сеть трубопроводов по территории с установкой гидрантов (наружный противопожарный водопровод), а также сеть трубопроводов в зданиях и сооружениях с пожарными кранами (внутренний противопожарный водопровод) [34]. Конструкция пожарных кранов должна обеспечивать возможность открывания запорного устройства одним человеком и подачи воды с интенсивностью, обеспечивающей тушение пожара. Конструкция соединительных головок пожарных кранов должна позволять подсоединять к ним пожарные рукава, используемые в подразделениях пожарной охраны [35].

Сеть противопожарного водопровода должна обеспечивать определенную гибкость схемы для надежной подачи воды при отключении в ремонт соответствующих участков и пропускать расчетное количество воды для пожаротушения [34].

## 9.9 Средства пожарной автоматики

									лист
									69
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2019.082.12.ПЗ				











1	2	3	4
Прочее оборудование	-	34116,00	34116,00
Итого	-	-	62723,40

В таблице 10.4 приведена смета капитальных затрат для строительства паровой котельной с котлами фирмы ДКВр-20-13ГМ (данные взяты из документации на изготовление блочно-модульной паровой котельной 70 т пара/час).

Таблица 10.4 – Смета прочих капитальных затрат для строительства котельной

Статья расхода	Затраты, тыс. руб.
Разработка проекта	580,00
Строительно-монтажные работы	17520,00
Стоимость оборудования	62723,40
Транспортные затраты	400,00
Пусконаладочные работы	350,00
ИТОГО	81573,40

Общие капитальные вложения в тепломеханическую часть котельной составляют 81,57 млн рублей.

$$K_2 = 81,57 \text{ млн рублей}$$

Капитальные затраты по 1 варианту (74,86 млн рублей) меньше, чем капитальные затраты по 2 варианту (81,57 млн рублей).

$$K_1 < K_2$$

## 10.2 Расчёт текущих затрат при эксплуатации котельной

После постройки котельной следует эксплуатация. Она требует ежегодных затрат на топливно-энергетические и материальные ресурсы.

### Расчёт текущих затрат по 1 варианту

Годовые затраты на топливо (10.1):

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

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

$C_m = 4515,25$  руб./тыс. м<sup>3</sup> – цена природного газа по тарифам для Челябинской области [41].

$$S_m = 12299,04 \cdot 4515,25 = 55533,24 \text{ тыс. руб./год.}$$

Затраты на воду (10.2):

$$S_g = G_{год} \cdot C_g, \quad (10.2)$$

где  $C_g = 14785 \text{ руб./м}^3$  – цена воды по тарифам для Челябинской области [42];

$G_{год}$  – годовой расход воды из водопровода.

$$G_{год} = 171 \cdot 24 \cdot 365 = 1497,96 \text{ тыс. м}^3/\text{год},$$

$$S_g = 1497,96 \cdot 14785 = 22147,34 \text{ тыс. руб./год.}$$

Затраты на электроэнергию (10.3):

$$S_э = N_э \cdot C_э, \quad (10.3)$$

где  $C_э = 3,25 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч}$  – цена кВт/ч электроэнергии [43];

$N_э$  – годовая суммарная мощность электродвигателей и различных контрольно-измерительных приборов и автоматики.

$$S_э = 1365000 \cdot 3,25 = 4436,25 \text{ тыс. руб./год.}$$

Амортизация оборудования (10.4):

$$I_a = H_a \cdot K_{об}, \quad (10.4)$$

где  $H_a = 10 \%$  – норма амортизации [38];

$K_{об}$  – капитальные вложения в оборудование, тыс. руб.

$$I_a = 0,1 \cdot 58657 = 5865,7 \text{ тыс. руб./год.}$$

Затраты на содержание и ремонт

Для сравнительных расчётов эти затраты рекомендуется принимать равными 20% от затрат на амортизацию (10.5):

$$I_p = 0,2 \cdot I_a, \quad (10.5)$$

$$I_p = 0,2 \cdot 5865,7 = 1173,14 \text{ тыс. руб./год.}$$

									лист
									76
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2019.082.12.ПЗ				

Общехозяйственные расходы примем  $I_{хоз} = 250$  тыс. руб./год.

Сумма текущих затрат по 1 варианту (10.6):

$$I_1 = S_m + S_g + S_э + I_a + I_p + I_{хоз}, \quad (10.6)$$

$$\begin{aligned} I_1 &= 55533,24 + 22147,24 + 4436,25 + 5865,7 + 1173,14 + 250 = \\ &= 93,63 \text{ млн руб./год} \end{aligned}$$

### Расчёт текущих затрат по 2 варианту

Годовые затраты на топливо (10.7):

$$S_m = G_{год} \cdot C_m, \quad (10.7)$$

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

$C_m = 4515,25$  руб./тыс. м<sup>3</sup> – цена природного газа по тарифам для Челябинской области [41].

$$S_m = 13678,4 \cdot 4515,25 = 61761,4 \text{ тыс. руб./год.}$$

Затраты на воду (10.8):

$$S_g = G_{год} \cdot C_g, \quad (10.8)$$

где  $C_g = 14785$  руб./м<sup>3</sup> – цена воды по тарифам для Челябинской области [42];

$G_{год}$  – годовой расход воды из водопровода.

$$G_{год} = 171 \cdot 24 \cdot 365 = 1497,96 \text{ тыс. м}^3/\text{год,}$$

$$S_g = 1497,96 \cdot 14785 = 22147,34 \text{ тыс. руб./год.}$$

Затраты на электроэнергию (10.9):

$$S_э = N_э \cdot C_э, \quad (10.9)$$

где  $C_э = 3,25$  руб./кВт·ч – цена кВт·ч электроэнергии [43];

$N_э$  – годовая суммарная мощность электродвигателей и различных контрольно-измерительных приборов и автоматики.

$$S_э = 1366000 \cdot 3,25 = 4439,5 \text{ тыс. руб./год.}$$

Амортизация оборудования (10.10):

$$I_a = H_a \cdot K_{об}, \quad (10.10)$$

где  $H_a = 10\%$  – норма амортизации [38];

$K_{об}$  – капитальные вложения в оборудование, тыс. руб.

$$I_a = 0,1 \cdot 62723,4 = 6272,34 \text{ тыс. руб./год.}$$

Затраты на содержание и ремонт

Для сравнительных расчётов эти затраты рекомендуется принимать равными 20% от затрат на амортизацию (10.11):

$$I_p = 0,2 \cdot I_a, \quad (10.11)$$

$$I_p = 0,2 \cdot 6272,34 = 1254,47 \text{ тыс. руб./год.}$$

Общехозяйственные расходы

Общехозяйственные расходы примем  $I_{хоз} = 250$  тыс. руб./год.

Сумма текущих затрат по 2 варианту (10.12):

$$I_2 = S_m + S_e + S_э + I_a + I_p + I_{хоз}, \quad (10.12)$$

$$I_2 = 61761,4 + 22147,24 + 4439,5 + 6272,34 + 1254,47 + 250 = \\ = 100,64 \text{ млн руб./год}$$

Текущие затраты по 1 варианту (93,63 млн руб./год) меньше, чем текущие затраты по 2 варианту (100,64 млн руб./год).

$$I_1 < I_2$$

Капитальные и текущие затраты по варианту 1 меньше, чем капитальные и текущие затраты по варианту 2.

$$K_1 < K_2$$

$$I_1 < I_2$$

$K_1 = 74,86$  млн руб.

$K_2 = 81,57$  млн руб.

$I_1 = 93,63$  млн руб./год

$I_2 = 100,64$  млн руб./год

									лист
									78
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2019.082.12.ПЗ				

Таким образом, не применяя метод приведенных затрат можно сделать вывод, что пароснабжение от котельной с паровыми котлами марки ТТ-200 экономически выгодней.

### 10.3 SWOT-анализ вариантов технических решений

SWOT-анализ – это определение сильных и слабых сторон предприятия, а также возможностей и угроз, исходящих из его ближайшего окружения (внешней среды).

S – Сильные стороны – преимущества котельной;

W – Слабые стороны – недостатки котельной;

O – Возможности – факторы внешней среды, использование которых создаст преимущества предприятия на рынке;

T – Угрозы – факторы, которые могут потенциально ухудшить положение предприятия на рынке.

В таблице 10.5 приведён SWOT-анализ пароснабжения предприятия по варианту 1.

Таблица 10.5 – SWOT-анализ пароснабжения предприятия по варианту 1

<p><b>Сильные стороны (S):</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) высокий КПД котельного агрегата;</li> <li>2) возможность работы котла на двух видах топлива (природный газ, мазут);</li> <li>3) небольшой расход топлива;</li> <li>4) снижение вредных выбросов в атмосферу вследствие конструктивных особенностей котла;</li> <li>5) удобство в обслуживании котельного оборудования из-за его компактности;</li> <li>6) надежность оборудования за счет современных средств автоматизации.</li> </ol>	<p><b>Слабые стороны (W):</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) необходимость повышения квалификации персонала при работе с котельным агрегатом.</li> </ol>
<p><b>Возможности (O):</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) получения опыта по ремонту и обслуживанию оборудования у иностранного производителя;</li> <li>2) устойчивый спрос на тепловую энергию.</li> </ol>	<p><b>Угрозы (T):</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) дороговизна запчастей для ремонта;</li> <li>2) задержки с поставкой оборудования;</li> <li>3) необходимость найма подрядной организации для монтажа и ремонта котла;</li> <li>4) повышение стоимости оборудования из-за роста курса валют.</li> </ol>

В таблице 10.6 приведён SWOT-анализ пароснабжения предприятия по варианту 2.

Таблица 10.6 – SWOT-анализ пароснабжения предприятия по варианту 2

<p><b>Сильные стороны (S):</b>          1) высокий КПД котельного агрегата;          2) возможность работы котла на двух видах топлива (природный газ, мазут);          3) наличие квалифицированного персонала.</p>	<p><b>Слабые стороны (W):</b>          1) большие капитальные и текущие затраты;          2) большой расход топлива;          3) затруднение в обслуживании котла из-за сложности его конструкции и больших габаритных размеров.</p>
<p><b>Возможности (O):</b>          1) низкая стоимость запчастей для ремонта;          2) наличие опытных специалистов по установке котельного агрегата.</p>	<p><b>Угрозы (T):</b>          1) плата за превышение выбросов в атмосферу.</p>

Вывод: с помощью SWOT-анализа были выявлены сильные и слабые стороны проектов, а также их возможности и угрозы. SWOT-анализ показал, что строительство котельной с паровыми котлами ТТ-200 (вариант 1) приведёт к более эффективной работе производственного предприятия, так как у проекта больше сильных сторон.

#### 10.4 Построение дерева целей проекта

Дерево целей – структурная модель, показывающая соподчиненность и связь целей подразделений в иерархии управления. Для его построения цель предприятия делится на проектные цели [38].

Построение дерева целей начинается с постановки главной цели проекта. Каждую цель более высокого уровня можно представить как самостоятельную систему, включающую в себя цели более низкого уровня (подцели) как ее элементы. При этом необходимо установить полный состав подцелей. Цель второго уровня может быть расчленена на цели третьего и последующих уровней.

К каждой из определяемых на нижнем уровне целей, насколько это возможно, применяются требования SMART (Specific – конкретная; Measurable – измеримая; Achievable – достижимая; Realistic – значимая; Timed – ограниченная по времени).

Цели производственных подразделений определяются целями предприятия. Соотносительная важность целей заключается в том, что цели одного и того же уровня имеют различное значение для достижения цели более высокого уровня.

Признаком завершения построения дерева целей является формулировка таких целей, которые дальше не расчленяются и дают конечные результаты, определенные главной целью [44].

Дерево целей проекта показано на рисунке 10.1.



Поле сил реализации проекта – это соотношение влияний движущих сил реализации целей и сдерживающих сил. Данное поле характеризует дисбаланс интересов лиц, внешних и внутренних факторов, оказывающих воздействие на стабильность состояния предприятия, организационную надежность, устойчивость и направленность его развития. Для реализации проекта необходимо оценить влияние различных факторов на достижение цели проекта [38].

**Движущие силы** – силы, способствующие положительной динамике развития проекта. По степени воздействия делятся на сильные, средние и слабые.

Наличие денежных средств относится к сильным движущим силам, так как необходимо для реализации проекта и его завершении в срок.

Снижение вредных выбросов необходимо для защиты атмосферы и всего живого на Земле. Оно оказывает большое воздействие на развитие проекта. Данная сила относится к средним движущим силам.

Возможность работы котла на двух видах топлива относится к слабым движущим силам, так как незначительно влияет на развитие проекта, однако данная сила необходима в случае прекращения подачи одного из топлива.





## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе был построен план разработки паровой блочно-модульной котельной для снабжения паром производственного предприятия в Челябинской области.

В специальной части был выполнен поверочный тепловой расчет парового трехходового жаротрубно-дымогарного котла ТТ-200 паропроизводительностью 20 т/час. Температура уходящих газов на выходе из топки (жаровой трубы) составляет 1218 °С.

Также было подобрано следующее вспомогательное оборудование: комбинированная горелка НТР1030 мощностью 13300 кВт фирмы Sib Unigas (Италия); пароперегреватель, деаэратор, сепаратор производства компании ЭНТРОРОС, Насосный модуль ЕРМ3 для подачи питательной воды производства компании ЭНТРОРОС.

В научной части рассчитали расход топлива котельного агрегата после присоединения к нему водяного экономайзера производства компании ЭНТРОРОС. Расход топлива понизился с 0,445 до 0,399 м<sup>3</sup>/с. КПД котельного агрегата повысилось с 88,5% до 93,1% благодаря использованию теплоты уходящих газов для подогрева питательной воды в экономайзере.

В разделе энергосбережения приведено описание энергосберегающих мероприятий, которые могут применяться в паровой котельной.

В разделе экологии произведён расчёт высоты дымовой трубы, которая составила 30 м при диаметре устья 1,5 м, а также выбран материал изготовления дымовой трубы – железобетон.

В разделе автоматики и кип разработана и описана функциональная схема автоматики котельного агрегата ТТ-200.

В разделе безопасности жизнедеятельности рассмотрены вопросы пожаро- и взрывобезопасности производственного помещения.

В экономико-управленческой части произведены сравнение и анализ двух вариантов пароснабжения производственного предприятия в Челябинской области: строительство паровой котельной с использованием четырех котлов марки ТТ-200 паропроизводительностью 20 т/ч каждый; строительство паровой котельной с использованием четырех котлов Бийского котельного завода марки ДКВр-20-13ГМ паропроизводительностью 20 т/ч каждый.

Сравнив капитальные и текущие затраты, был выбран вариант установки котельной с котлами марки ТТ-200, так как он наиболее экономически выгоден.

										лист
										84
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2019.082.12.ПЗ					





сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний. – М.: Росстандарт, 2016

37 СП 5.13130.2009. Свод правил. Системы противопожарной защиты (ред. от 01.06.2011). – М.: МЧС России, 2009

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

39 Официальный сайт компании ЭНТРОПОС – <https://entroros.nt-rt.ru/>

40 Официальный сайт Бийского котельного завода – <http://www.bikz.ru/>

41 Тарифы на газ в Челябинской области – <https://energovopros.ru/spravochnik/>

42 Тарифы на воду в Челябинской области – <https://www.1obl.ru/news/>

43 <http://www.tarif74.ru/htmlpages/Show/Tarifypotrebityam/>

44 Дерево целей – <https://www.e-xecutive.ru/wiki/index.php>

45 Ленточный график Ганта – <http://www.gaps.tstu.ru/win-1251/lab/gantt/win-1251/g12.html>

										лист
										87
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.03.01.2019.082.12.ПЗ					

**ПРИЛОЖЕНИЯ**  
**ПРИЛОЖЕНИЕ А**  
Тепловая схема котельной

Таблица А.1 – Спецификация тепловой схемы котельной

Поз.	Наименование	Кол.
M1.1-4	Котлоагрегат ТТ-200 с эконом. и пароперегревателем	4
M4.1-4	Модуль питательных насосов	4
M7	Модуль ВПУ	1
M8, M9	Модуль термической обработки воды	2
M10	Модуль подогрева питательной воды	1
M11, M12	Насос	2
M13	Бак расширительный, V=200 л, p=10 бар	1
M14, M15	Охладитель выпара	1
M16	Сепаратор	1
M17	Охладитель отбора проб	1
M18, M19	Насос	2
M20	Бак расширительный, V=80 л, p=10 бар	1

