

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

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Рецензент,
Начальник котельного цеха ЧТЗ «Уралтрак»
_____ Д.Ю. Переслегин
« ____ » _____ 2018 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

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

**РЕКОНСТРУКЦИЯ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ООО «ЧЕЛЯБИНСКИЙ ТРАКТОРНЫЙ
ЗАВОД – УРАЛТРАК» С РАЗРАБОТКОЙ СОБСТВЕННОЙ КОТЕЛЬНОЙ**

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ БАКАЛАВРА
ЮУрГУ–13.03.01.2018.893.16 ПЗ ВКР

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

Руководитель работы,
к.т.н., доцент
_____ Е.В. Торопов
« ____ » _____ 2018 г.

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

Автор работы
студент группы ПЗ–579
_____ В.В. Радица
« ____ » _____ 2018 г.

Челябинск 2018.

АННОТАЦИЯ

Радица В. В., Реконструкция теплоснабжения ООО «Челябинский тракторный завод – Уралтрак» с разработкой собственной котельной – Челябинск: ЮУрГУ, ПИ, ЗФ; 2018, 97 с., библиогр. список – 55 наименований, 6 листов чертежей ф. А1, 1 демонстрационный лист ф. А1

Целью работы является обеспечение надежной и эффективной работы котельной ООО «ЧТЗ УРАЛТРАК».

Выпускная квалификационная работа состоит из введения, 9 глав, заключения и библиографического списка. Во введении рассмотрены вопросы энергоэффективности производства, цели и задачи бакалаврской работы. Первая глава посвящена обоснованию темы и актуальности работы. Вторая глава представляет собой обзор литературных источников. В третьей главе приводится сравнение отечественных и зарубежных технологий. Четвертая глава состоит из теплового расчета котла Е-75-40 и тепловой схемы котельной. В пятой главе рассмотрены пути энергосбережения. В шестой главе рассмотрены вопросы экологии и выполнен поверочный расчет дымовой трубы. В седьмой главе описаны системы автоматизации. В восьмой главе рассмотрены экономические аспекты работы. Девятая глава посвящена безопасности труда в котельной. В заключении представлены развернутые выводы по теме работы.

Графическая часть работы включает в себя 7 листов формата А1: план котельной ООО «ЧТЗ УРАЛТРАК», продольный разрез котла Е-75-40, поперечный разрез котла Е-75-40, функциональную схему котла Е-75-40, тепловую схему котельной ООО «ЧТЗ УРАЛТРАК», генеральный план котельной ООО «ЧТЗ УРАЛТРАК», плакат по экономической части работы.

13.03.01.2018.893.16 ПЗ

Дата	№ докум.	Подпись	Дата		Литера	Лист	Листов
	Радица В. В.	<i>В.В. Радица</i>	07.04	Реконструкция теплоснабжения ООО «Челябинский тракторный завод – Уралтрак» с разработкой собственной котельной	ВКР	3	97
	Таропов Е. В.	<i>Е.В. Таропов</i>	08.04		ЮУрГУ Кафедра промышленной теплоэнергетики		
	Алабузина Р.А.	<i>Р.А. Алабузина</i>	11.04				
	Осипцев К.В.	<i>К.В. Осипцев</i>	12.04				

					13.03.01.2018.893.16 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		5

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1 ОБОСНОВАНИЕ РЕКОНСТРУКЦИИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ООО ЧТЗ «УРАЛТРАК» ПУТЕМ РАЗРАБОТКИ СОБСТВЕННОЙ КОТЕЛЬНОЙ И ЕЕАКТУАЛЬНОСТЬ.....	6
2 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ	9
3 СРАВНЕНИЕОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ КОТЕЛЬНЫХ АГРЕГАТОВ	11
4 ЗАМЕНА КОТЛОВ Е-50-14 НАЕ-75-40.....	12
4.1 Расчет объемов воздуха и продуктов сгорания	12
4.2 Характеристики и энтальпии продуктов сгорания и воздуха	14
4.3 Тепловой баланс котельного агрегата и расход топлива.....	19
4.4 Расчет теплообмена в топке.....	22
4.5Расчет фестола.....	28
4.6 Расчет пароперегревателя	32
4.6.1 Расчет первой ступени пароперегревателя	14
4.6.2 Расчет второй ступени пароперегревателя	19
4.7 Расчет экономайзера.....	43
4.8 Расчет воздухоподогревателя	47
4.9 Расчет тепловой схемы котельной	52
5 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ	60
6 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ	64
6.1 Расчет выбросов окислов азота	64
6.2 Поверочный расчет дымовой трубы	65
7 АВТОМАТИЗАЦИЯ – ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ, ЗАЩИТА, АВТОМАТИКА	68
8 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ	76
8.1 Безопасность производственных процессов и оборудования.....	76
8.2 Электробезопасность.....	80
8.3Пожаровзрывобезопасность	82
9 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ.....	84
8.1 SWOT-анализ вариантов проектных решений	89
8.2 Оценка движущих и сдерживающих сил	91
8.2 Планирование целей проекта в дереве целей	92
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	94
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	95
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	95
ПРИЛОЖЕНИЕ А. План график Ганта по реализации целей проекта	95

									Лист
									6
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.01.2018.893.16 ПЗ

ВВЕДЕНИЕ

В наше время сохраняется тенденция увеличения стоимости на энергоносители и расходы на них имеет значительную часть в себестоимости продукции промышленных компаний, снижая её конкурентоспособность за счёт увеличения стоимости.

В данной взаимосвязи начальством предприятия было общепринято решение о формировании своей системы теплоснабжения. Основой тепловой энергии обязана быть своя котельная, обеспечивающая потребности компании в тепле, паре и горячей воды. При данном решении сохраняется своя система тепловых сетей, однако её питание станет реализовываться от своей автономной котельной.

В выпускной квалификационной работе проделаны вычисления ключевых нагрузок абсолютно всех потребителей компании, а также рассчитано гидродинамическое противодействие сетей для верного подбора оснащения котельной и её мощности.

Проведенный экономический анализ этой реконструкции демонстрирует существенную рентабельность её постройки, при этом период окупаемости капиталовложений помещается в рациональные границы.

Целью этой выпускной квалификационной работы считается оснащение ООО «Челябинский тракторный завод - УРАЛТРАК» котельной сустановкой котлов Е-75-40.

Задачи выпускной квалификационной работы: выполнить требуемые вычисления, проанализировать методы увеличения энергоэффективности котельного агрегата и дать оценку результативности котельной, а также рассмотреть проблемы безопасности жизнедеятельности при работе с новейшим оснасткой.

Для анализа тепловых процессов в котле составляют тепловой баланс. Тепловой баланс представляет собой сопоставление полезно использованной и потерянной теплоты. Котлы Е-75-40, в сравнении с ныне работающими котлами Е-50-14, обладают преимуществами по всем вышеперечисленным факторам.

Целью выпускной квалификационной работы является повышение паропроизводительности котельной ООО «ЧТЗ УРАЛТРАК» за счет замены двух котлов Е-50-14 на котлы Е-75-40.

Задачи выпускной квалификационной работы: провести необходимые расчеты, рассмотреть способы повышения энергоэффективности котельного агрегата и оценить эффективность котельной после модернизации, проанализировать вопросы безопасности жизнедеятельности при работе с новым оборудованием.

									Лист
									7
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.01.2018.893.16 ПЗ

1 ОБОСНОВАНИЕ РЕКОНСТРУКЦИИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ОООЧТЗ «УРАЛТРАК» ПУТЕМ РАЗРАБОТКИ СОБСТВЕННОЙ КОТЕЛЬНОЙ И ЕЕАКТУАЛЬНОСТЬ

На данный момент парогенерирующими установками котельной являются котлы Е-50-14, общей производительностью 150 тонн пара в час. В связи с вводом в производство новой продукции требуется увеличение производительности до 200 тонн пара в час.

Существующие котлы являются физически и моральноустаревшими, в результате чего эффективность их работы низкая, высокий расход топлива, а в атмосферусбрасываются вредные и токсичные вещества.

Энергосбережение и ресурсосбережение является одной из важнейших задач при развитии любого производства, в связи с этим необходимо модернизировать производственноеоборудование, для снижения потребления энергии и ресурсов. Возникает и другая глобальная проблема такая, как загрязнениеатмосферы.

Улучшение показателей работы можно достигнуть путем замены двух котлов Е-50-14 на котлы Е-75-40, которые можно использовать для дальнейшей модернизации котельной в мини-ТЭЦ для экономии энергоресурсов.

Замена котлов приведет к улучшению экологической обстановки так как в котлах Е-75-40 используются более совершенные методы сжигания топлива (природного газа), которые снижают выбросы оксидов азота.

Барабан котла имеет внутренний диаметр 1500 мм и длину цилиндрической части 6080 мм. Для обеспечения требуемого качества пара и уменьшения потерь теплас непрерывной продувкой примененасхема двухступенчатого испарения с необходимыми сепарационными устройствами.

Первую ступень испарения (чистый отсек) образуют фронтальные, задние и боковые (кроме задних панелей) экраны, замыкающиеся на барабан. Сепарационныеустройства первой ступени испарения расположены в барабане и представляют собой сочетание внутри барабанных циклонов, листов для барботажной промывки пара и дырчатых листов. Пароводяная смесь из экранов, включенных в первую ступень испарения, поступает во внутри барабанные циклоны, где происходит отделение капель воды из пароводяной смеси.

Вторую ступень испарения (солёный отсек) образуют задние панели боковых экранов, замыкающиеся на выносные циклоны. Сепарационными устройствами второй ступени испарения являются выносные циклоны, установленные вертикально на потолочных рамах каркаса котлас левой и правой стороны.

В опускном газоходе по ходу газов последовательно расположены поверхности нагрева пароперегревателя и экономайзера.

Пароперегреватель котла по характеру восприятия тепла конвективного типа состоит из пароперегревательных поверхностей, экранирующих потолок, боковые и заднюю стены опускного газохода. Регулирование температуры пара в период эксплуатации осуществляется впрыском "собственного" конденсата в пароохладитель. Конденсат для впрыска получают в установках "собственного" конденсата.

					13.03.01.2018.893.16 ПЗ	Лист
						8
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Пароперегреватель выполнен из гладких труб, а экономайзер в мембранном исполнении. Коллекторы поверхностей нагрева котла и трубопроводы имеют необходимые дренажные и воздушные линии, а также трубопроводную обвязку с арматурой.

Для подогрева воздуха применён трубчатый воздухоподогреватель.

Для очистки поверхностей нагрева опускного газохода применена установка газо-импульсной очистки.

Общество с ограниченной ответственностью «Челябинский тракторный завод - УРАЛТРАК (ЧТЗ)» - промышленное объединение в области изготовления и реализации обширной гаммы колесной и гусеничной дорожно-строительной техники (бульдозеров, трубоукладчиков, фронтальных погрузчиков), запасных частей и иной высокотехнологичной машиностроительной продукции.

Покупателями продукта ЧТЗ считаются тысячи компаний Российской Федерации, государств СНГ и дальнего зарубежья разных сфер деятельности, подобных как горнорудная, нефтегазовая, лесная, строительная, и иных, а кроме того государственные министерства и ведомства разных государств.

ЧТЗ-УРАЛТРАК в качестве основного продукта предлагает покупателям:

- тяжелые бульдозеры ДЭТ-400 (тяговый вид 25);
- бульдозеры Б10М, Б11, Б12, Б14 (тяговый вид 10-15);
- тракторы вида Т10М, Т10М2, Т11 (тяговый вид 10), Т12, Т14 (тяговый вид 15);
- трубоукладчики ТР12 и ТР20 грузоподъемностью 12,5 и 20 тонн;
- компактор БКК-2 с целью уплотнения твердых бытовых и производственных отходов;
- колесные фронтальные погрузчики : ПК-30 (грузоподъемностью 3 тонны), ПК-46 (грузоподъемностью 4,6 тонны), ПК-65 (грузоподъемностью 6,5 тонн), ПК-70 (грузоподъемностью 7 тонн);
- дизельные моторы мощностью вплоть до 1350 лошадиных сил.

Производственные возможности завода гарантируют целый технологический курс создания инженерных машин: с болванки вплоть до монтирования и проверки.

На заводе массово применяются инновационные технологические процессы: термообработка в среде инертных газов, мехобработка на станках с ЧПУ и обрабатывающих центрах, листогибка, роботизированная сварка, лазерная, плазменная резка металла и другие.

Подразделения завода пользуются оборудованием основных станкостроительных заводов Российской Федерации, СНГ, Германии, Чехии, Австрии, Швейцарии, Японии, Италии, Польши, Румынии, Венгрии и других.

Общее число единиц технологической оснастки - приблизительно 18 000 единиц. В структуру организации вступают кузничный, механосборочный, литейный, прессово-сварочный, и прочие заводы. Численность трудящихся - более 8 000 человек. Производственная площадь, захватываемая ЧТЗ, составляет 2,5 млн.м².

									Лист
									9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.01.2018.893.16 ПЗ

В единичных секторах отечественного рынка, таковых, как трубоукладчики и бульдозеры наиболее нужных классов, завод неизменно сохраняет фаворитные позиции. Сотни машин каждый год поставляется в экспорт. Помимо государств СНГ, за минувшие несколько лет, техника с маркой ЧТЗ поставлялась в 16 государств дальнего зарубежья.

Обладая развилкой торговой сетью в Российской Федерации и государствах СНГ, а кроме того системой своих складов готовой продукции и запасных частей в регионах от Санкт-Петербурга вплоть до Сахалина и Краснодарского края, завод гарантирует успешную работу выпущенной техники в протяжении всего времени ее применения в каждом районе.

									Лист
									10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.01.2018.893.16 ПЗ

2 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ

Выпускная квалификационная работа выполнена согласно «Энергетической стратегии России до 2030 года» от 13 ноября 2009 года, а также «Стратегии социально-экономического развития Челябинской области до 2020 года» от 26 марта 2014 года.

Энергетическая стратегия России формирует новые ориентиры развития энергетического сектора в рамках перехода российской экономики на инновационный путь развития, предусмотренный концепцией долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации до 2030 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 17 ноября 2008 г.

Главной целью энергетической программы Челябинской области является обеспечение промышленного и аграрного комплекса энергоносителями по ценам, приемлемым с точки зрения конкурентоспособности местной продукции на федеральном рынке, создание условий для динамического развития региона и снижения нагрузки на природную среду [53]. Для достижения этой цели необходимы активная политика энергосбережения, реконструкция действующих объектов теплоснабжения, использование новых перспективных энергетических технологий, максимальное вовлечение в топливный цикл местных ресурсов и дешевых ресурсов соседних регионов [53].

При выполнении работы по замене котлов в котельной ООО «ЧТЗУРАЛТРАК» была использована следующая учебно-методическая, нормативно-справочная литература: ГОСТ 27322-87 Государственный стандарт РФ. Энергобаланс промышленного предприятия; ГОСТ Р 54405-2011 Котлы паровые стационарные давлением до 3,9 МПа; СП 89.13330.2012 Котельные установки.

Основным документом при написании раздела «Энергосбережение» является «Федеральный закон РФ от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности».

Тепловой расчет котельного агрегата выполнен согласно «Тепловой расчет котельных агрегатов» Н.В. Кузнецов. Основной текст книги содержит методику теплового расчета котельных агрегатов с необходимыми расчетными таблицами и номограммами. В приложениях даны краткие указания по проектированию котельных агрегатов, расчету и проектированию пароохладителей, расчету температуры стенки труб и воздухоподогревателя с промежуточным теплоносителем, а также примеры расчетов. Книга предназначена для проектировщиков и конструкторов котельных агрегатов, инженеров электростанций и наладочных организаций, для преподавателей и студентов высших технических учебных заведений.

Раздел «Вопросы экологии» выполнен в соответствии с Федеральным законом «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 № 7-ФЗ.

									Лист
									11
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.01.2018.893.16 ПЗ

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

При написании раздела «Безопасность жизнедеятельности» использовались следующие основные нормативные документы: ГОСТ 12.0.003-80. Опасные и вредные производственные факторы; ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ Электробезопасность.

Предельно допустимые значения напряжений прикосновения токов; ГОСТ 14202-69. Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки; СП 4.13130.2013. Системы противопожарной защиты.

Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования объемно-планировочными конструктивными решениям; ПБ 10-574-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов и др. и др.

										Лист
										12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.893.16 ПЗ					

3 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ КОТЕЛЬНЫХ АГРЕГАТОВ

Котельная промышленность России – одна из самых больших отраслей энергетической промышленности страны: более двадцати крупных котельных заводов. Российской промышленностью в 80-е годы освоено производство котлоагрегатов сверхкритических параметров, которые без существенных изменений выпускаются до настоящего времени.

Целью работы является увеличение паропроизводительности, поэтому сравним варианты отечественным котлом Е-75-40 и ZG-75/3.82-Q фирмы «ZGBoiler».

Характеристики отечественного и зарубежного котельных агрегатов приведены в таблице 3.1

Таблица 3.1 – Сравнение характеристик отечественного и зарубежного котельного агрегата

	Е-75-40	ZG-75/3.82-Q
1	2	3
Паропроизводительность, т/ч	75	75
Давление пара, МПа	4	3,82
Расход газа, м ³ /час	6390	7240
Температура пара, °С	440	510
Температура питательной воды, °С	105	130
КПД, %	92	90
Цена, тыс. руб.	8500	12500

Котел ZG-75/3.82-Q по сравнению с котлом Е-75-40 имеет большую температуру перегрева пара, но при этом его давление ниже, что может усложнить дальнейшую модернизацию схемы котельной. Так же для питания зарубежного котла используется вода с температурой 130 °С, что делает необходимым установку дополнительного теплообменника для подогрева питательной воды, так как в котельной ООО «ЧТЗ УРАЛТРАК» температура питательной воды составляет 105 °С. Расход газа зарубежного котла превышает расход котла Е-75-40, что приведет к увеличенным затратам на производство пара, так же цена котла ZG-75/3.82-Q значительно превышает цену отечественного. Все перечисленные факты делают целесообразной установку отечественного котла Е-75-40.

4 ЗАМЕНА КОТЛОВ Е-50-14 НАЕ-75-40

Котел Е-75-40 производится компанией ЗАО «ТЭП-ХОЛДИНГ», является паровым с паропроизводительностью 75 тонн в час. Топливом котла является природный газ с теплотой сгорания $Q_n^c = 36700 \text{ кДж/м}^3$ его характеристики приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Характеристики топлива

Элемент	Содержание пообъему, %
1	2
CH ₄	94,9
C ₂ H ₆	3,2
C ₃ H ₈	0,4
C ₄ H ₁₀	0,1
C ₅ H ₁₂	0,1
N ₂	0,9
CO ₂	0,4

Котельный агрегат генерирует пар с параметрами: $t_{nn} = 440^\circ\text{C}$, $p = 4 \text{ МПа}$, из питательной воды температурой $t_{ne} = 105^\circ\text{C}$.

4.1 Расчёт объёмов воздуха и продуктов сгорания

Газообразное топливо представляет собой смесь горючих и негорючих газов, содержащую некоторое количество примесей в виде водяных паров, смолы и пыли. Состав газообразного топлива задается в процентах пообъему, и все расчеты относятся к кубическому метру сухого газа при нормальных условиях (760 мм рт. ст. и 0 °С).

Объемы и масса воздуха и продуктов сгорания при сжигании 1 м³ сухого газообразного топлива определяются последующим формулам:

Теоретическое количество воздуха, необходимого для полного сгорания топлива (коэффициент избытка воздуха $\alpha=1$) (4.1):

$$V^0 = 0,0476 \cdot \left[0,5\text{CO} + 0,5\text{H}_2 + 1,5\text{H}_2\text{S} + 2\text{CH}_4 + \sum \left(m + \frac{n}{4}\right) \cdot \text{C}_m\text{H}_n - \text{O}_2 \right], \quad (4.1)$$

где CO, H₂, H₂S, O₂, CH₄, C_mH_n – объемное содержание оксида углерода, водорода, сероводорода, кислорода, метана и других углеводородов в топливе

в процентах, значения приведены в таблице 1.

$$V^0 = 0,0476 \cdot \left[2 \cdot 94,2 + \left(2 + \frac{6}{4} \right) \cdot 3,2 + \left(3 + \frac{8}{4} \right) \cdot 0,4 + \left(4 + \frac{10}{4} \right) \cdot 0,1 + \left(5 + \frac{12}{4} \right) \cdot 0,1 \right] = 9,732 \text{ м}^3 \text{ воздуха} / \text{м}^3 \text{ топлива} .$$

Теоретический объем двухатомных газов (4.2):

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot V^0 + 0,01 \cdot N_2, \quad (4.2)$$

где N_2 – объемное содержание двухатомных газов в процентах,

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot 9,732 + 0,01 \cdot 0,9 = 7,697 \text{ м}^3 \text{ газов} / \text{м}^3 \text{ топлива} .$$

Объем трехатомных газов (4.3):

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

где $CO_2, CO, H_2S, C_m H_n$ – объемное содержание диоксида углерода, оксида углерода, сероводорода, углеводородов в топливе в процентах, значения приведены в таблице 4.1.

$$V_{RO_2}^0 = 0,01 \cdot (0,4 + 94,9 + 2 \cdot 3,2 + 3 \cdot 0,4 + 4 \cdot 0,1 + 5 \cdot 0,1) = 1,038 \text{ м}^3 \text{ газов} / \text{м}^3 \text{ топлива} .$$

Теоретический объем водяных паров (4.4):

$$V_{H_2O}^0 = 0,01 \cdot (H_2S + H_2 + \sum 0,5 \cdot n \cdot C_m H_n + 0,124 \cdot d_{z.ml}) + 0,0161 \cdot V^0, \quad (4.4)$$

где $d_{z.ml}$ – влагосодержание топлива, отнесенное к 1 м^3 ,

$$\text{при } t_{z.ml} = 10^\circ \text{C}, d_{z.ml} = 10 \text{ г} / \text{м}^3$$

$$V_{H_2O}^0 = 0,01 \cdot (0,5 \cdot 4 \cdot 94,9 + 0,5 \cdot 6 \cdot 3,2 + 0,5 \cdot 8 \cdot 0,4 + 0,5 \cdot 10 \cdot 0,1 + 0,5 \cdot 12 \cdot 0,1 + 0,124 \cdot 10) + 0,0161 \cdot 9,64 = 2,189 \text{ м}^3 \text{ водяных паров} / \text{м}^3 \text{ топлива} .$$

										Лист
										15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.01.2018.893.16 ПЗ

4.2 Характеристики и энтальпии продуктов сгорания и воздуха

Действительное количество воздуха, поступающего в топку, отличается от теоретически необходимого в α раз, где α – коэффициент избытка воздуха. Коэффициент избытка воздуха, требуемый для горелки $\alpha = 1,05$, соответственно коэффициент избытка воздуха на входе в топку $\alpha = 1,05$. По данным нормативных значений присосов воздуха по газоходам (таблица XVI [41]) присосы воздуха по газоходам $\Delta\alpha$ и находим расчетные коэффициенты избытка воздуха в газоходах α'' . Присосы воздуха выбраны для топочных камер газомазутных с металлической обшивкой, пароперегревателя, стального экономайзера и воздухоподогревателя.

Присосы воздуха по газоходу и расчетные коэффициенты избытка воздуха приведены в таблицу 4.2

Таблица 4.2 – Присосы воздуха по газоходу и расчетные коэффициенты избытка воздуха

Участки газового тракта	$\Delta\alpha$	α''
1	2	3
Топка и фестон	0,05	1,1
Пароперегреватель	0,1	1,2
Экономайзер	0,08	1,28
Воздухоподогреватель	0,06	1,34

Наличие присосов воздуха приводит к тому, что объем продуктов сгорания в каждом газоходе будет отличаться от теоретического, поэтому необходимо рассчитать реальные объемы газов по газоходам и объемные доли газов. Так как присосы воздуха не содержат трехатомных газов, то объем этих газов от коэффициента избытка воздуха не зависит и во всех газоходах остается постоянным и равным теоретическому.

Реальный объем двухатомных газов (4.5):

$$V_{N_2} = V_{N_2}^0 + (\alpha - 1) \cdot V^0, \quad (4.5)$$

где $V_{N_2}^0$ – теоретический объем двухатомных газов в топливе,

V^0 – теоретическое количество воздуха, которое необходимо для полного сгорания

α – коэффициент избытка воздуха, различный для газоходов.

Реальный объем двухатомных газов, содержащихся в продуктах сгорания в топке и фестоне при $\alpha = 1,1$:

$$V_{N_2} = 7,69 + (1,1 - 1) \cdot 9,732 = 8,184 \text{ м}^3 \text{ газов/м}^3 \text{ топлива}.$$

Реальный объем водяных паров (4.6):

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = V_{\text{H}_2\text{O}}^0 + 0,0161 \cdot (\alpha - 1) \cdot V^0, \quad (4.6)$$

где $V_{\text{H}_2\text{O}}^0$ – теоретический объем водяных паров в топливе.

Реальный объем водяных паров, содержащихся в продуктах сгорания в топке и фестоне при $\alpha = 1,15$:

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = 2,189 + 0,0161 \cdot (1,1 - 1) \cdot 9,732 = 2,197 \text{ м}^3 \text{ водяных паров/м}^3 \text{ топлива}.$$

Суммарный объем дымовых газов при $\alpha > 1$ (4.7):

$$V_2 = V_{\text{RO}_2} + V_{\text{N}_2} + V_{\text{H}_2\text{O}}, \quad (4.7)$$

Реальный объем газов, содержащихся в продуктах сгорания в топке и фестоне при $\alpha = 1,1$:

$$V_2 = 1,038 + 8,184 + 2,197 = 11,419 \text{ м}^3 \text{ газов/м}^3 \text{ топлива}.$$

Объемные доли газов, равные парциальным давлениям газов при общем давлении 0,1 МПа:

Объемная доля трехатомных газов (4.8):

$$r_{\text{RO}_2} = \frac{V_{\text{RO}_2}}{V_2}, \quad (4.8)$$

Объемная доля водяных паров (4.9):

$$r_{\text{H}_2\text{O}} = \frac{V_{\text{H}_2\text{O}}}{V_2}, \quad (4.9)$$

Суммарная объемная доля трехатомных газов (4.10):

$$r_n = r_{\text{RO}_2} + r_{\text{H}_2\text{O}}, \quad (4.10)$$

Объемная доля газов в топке и фестоне:

$$r_{\text{RO}_2} = \frac{1,038}{11,419} = 0,091 \text{ м}^3 \text{ газов/м}^3 \text{ топлива}$$

									Лист
									17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.01.2018.893.16 ПЗ

$$I_e = V^0 \cdot (ct)_e, \quad (4.11)$$

$$r_{\text{H}_2\text{O}} = \frac{2,197}{11,419} = 0,192 \text{ м}^3 \text{газов/м}^3 \text{топлива}$$

$$r_n = 0,091 + 0,192 = 0,283 \text{ м}^3 \text{газов/м}^3 \text{топлива}$$

Расчеты реального объема газов и объемные доли газов для пароперегревателя, экономайзера и воздухоподогревателя приведены ниже в таблице.

Характеристика продуктов сгорания в поверхностях нагрева приведена в таблице 4.3

Таблица 4.3 – Характеристика продуктов сгорания в поверхностях нагрева

Величина	Единица	Участки газохода			
		Топка, фестон	ПП	ЭК	ВП
1	2	3	4	5	6
Коэффициент избытка воздуха	–	1,05	1,2	1,28	1,34
V_{RO_2}	$\text{м}^3 / \text{м}^3$	1,038	1,038	1,038	1,038
$V_{\text{N}_2} = V_{\text{N}_2}^0 + (\alpha - 1) \cdot V^0$	$\text{м}^3 / \text{м}^3$	8,184	9,644	10,422	11,006
$V_{\text{H}_2\text{O}} = V_{\text{H}_2\text{O}}^0 + 0,0161 \cdot (\alpha - 1) \cdot V^0$	$\text{м}^3 / \text{м}^3$	2,197	2,220	2,233	2,242
$V_2 = V_{\text{RO}_2} + V_{\text{N}_2} + V_{\text{H}_2\text{O}}$	$\text{м}^3 / \text{м}^3$	11,419	12,902	13,693	14,286
$r_{\text{RO}_2} = \frac{V_{\text{RO}_2}}{V_2}$	–	0,091	0,080	0,076	0,073
$r_{\text{H}_2\text{O}} = \frac{V_{\text{H}_2\text{O}}}{V_2}$	–	0,192	0,172	0,163	0,157
$r_n = r_{\text{RO}_2} + r_{\text{H}_2\text{O}}$	–	0,283	0,253	0,239	0,230

Энтальпии теоретического объема воздуха и продуктов сгорания, отнесенные к 1 м³ сжигаемого топлива при температуре t °С, кДж/м³, рассчитывают последующим формулам, которые приведены ниже (4.11), (4.12), (4.13), (4.14), (4.15):

$$I_{\text{RO}_2} = V_{\text{RO}_2} \cdot (ct)_{\text{RO}_2}, \quad (4.12)$$

$$I_{\text{N}_2} = V_{\text{N}_2}^0 \cdot (ct)_{\text{N}_2}, \quad (4.13)$$

$$I_{\text{H}_2\text{O}} = V_{\text{H}_2\text{O}}^0 \cdot (ct)_{\text{H}_2\text{O}}, \quad (4.14)$$

$$I_2^0 = I_{\text{RO}_2} + I_{\text{N}_2} + I_{\text{H}_2\text{O}}, \quad (4.15)$$

где $(ct)_g, (ct)_{\text{H}_2\text{O}}, (ct)_{\text{RO}_2}, (ct)_{\text{N}_2}$ – удельные энтальпии воздуха, водяных паров, трехатомных газов и азота соответственно приведены в таблице XIII [41].

Рассчитаем энтальпии теоретического объема воздуха и продуктов сгорания при $t = 100 \text{ }^\circ\text{C}$:

$$I_g = 9,732 \cdot 132 = 1284,6 \text{ кДж/м}^3,$$

$$I_{\text{RO}_2} = 1,038 \cdot 169 = 175,422 \text{ кДж/м}^3,$$

$$I_{\text{N}_2} = 130 \cdot 7,697 = 1000,628 \text{ кДж/м}^3,$$

$$I_{\text{H}_2\text{O}} = 2,189 \cdot 151 = 330,555 \text{ кДж/м}^3,$$

$$I_2^0 = 1284,6 + 175,422 + 330,555 = 1506,605 \text{ кДж/м}^3.$$

Расчеты энтальпий теоретического объема воздуха и продуктов сгорания для других температур представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Энтальпии теоретического объема воздуха и продуктов сгорания топлива

$\theta, \text{ }^\circ\text{C}$	$I_g, \text{ кДж/м}^3$	$I_{\text{RO}_2}, \text{ кДж/м}^3$	$I_{\text{N}_2}, \text{ кДж/м}^3$	$I_{\text{H}_2\text{O}}, \text{ кДж/м}^3$	$I_2^0, \text{ кДж/м}^3$
1	2	3	4	5	6
30	379,541	-	-	-	-

Продолжение таблицы 4.4

						13.03.01.2018.893.16 ПЗ	Лист 19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			

1	2	3	4	5	6
100	1284,600	175,422	1000,628	330,555	1506,605
200	2588,664	370,566	2001,256	665,489	3037,311
300	3921,923	580,242	3017,278	1013,558	4611,078
400	5274,646	801,336	4056,392	1370,382	6228,110
500	6656,565	1033,848	5110,899	1738,153	7882,900
600	8077,411	1268,436	6188,499	2116,869	9573,803
700	9527,452	1516,518	7281,492	2510,908	11308,919
800	10996,957	1768,752	8412,972	2922,461	13104,184
900	12466,461	2025,138	9567,542	3336,202	14928,883
1000	13974,894	2285,676	10729,810	3776,213	16791,699
1100	15522,253	2550,366	11892,078	4216,224	18658,668
1200	17069,612	2820,246	13046,649	4664,992	20531,886
1300	18792,144	3089,088	14239,705	5131,272	22460,065
1400	20203,258	3363,120	15463,550	5599,741	24426,411
1500	21789,545	3637,152	16656,606	6083,534	26377,292
1600	23385,563	3910,146	17880,451	6569,516	28360,114
1700	24971,850	4188,330	19104,296	7064,255	30356,881
1800	26558,137	4466,514	20335,838	7569,939	32372,291
1900	28193,083	4744,698	21590,472	8073,434	34408,604
2000	29818,296	5027,034	22814,316	8594,442	36435,793
2100	31521,365	5309,370	24068,950	9108,883	38487,203
2200	33078,456	5591,706	25323,583	9629,891	40545,180

Энтальпия продуктов сгорания при $\alpha > 1$ (4.16):

$$I_2 = I_2^0 + (\alpha - 1) \cdot I_2^0, \quad (4.16)$$

Полученные результаты вычислений сведены в таблицу 4.5.

Таблица 4.5 – Энтальпии продуктов сгорания в газоходах

$t, ^\circ\text{C}$	$I_2^0, \text{кДж/м}^3$	$I_2^0, \text{кДж/м}^3$	α_m		α_{nn}		$\alpha_{эж}$		$\alpha_{ен}$	
			$I, \text{кДж/м}^3$	$\Delta I, \text{кДж/м}^3$	$I, \text{кДж/м}^3$	$\Delta I, \text{кДж/м}^3$	$I, \text{кДж/м}^3$	$\Delta I, \text{кДж/м}^3$	$I, \text{кДж/м}^3$	$\Delta I, \text{кДж/м}^3$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
30	379,541	0,000	-	-	-	-	-	-	-	-
100	1284,600	1506,605	-	-	-	-	-	-	1943,4	-
200	2588,664	3037,311	-	-	-	-	3762,1	-	3917,5	1974,1
300	3921,923	4611,078	-	-	-	-	5709,2	1947,1	5944,5	2027,1

Продолжение таблицы 4.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
---	---	---	---	---	---	---	---	---	----	----

400	5274,646	6228,110	-	-	7283	-	7705	1995,8	8021,5	2077
500	6656,565	7882,900	-	-	9214,2	1931,2	9746,7	2041,7	10146	2124,6
600	8077,411	9573,803	-	-	11189	1975,1	11835	2088,7	12320	2174
700	9527,452	11308,919	11785	-	13214	2025,1	13977	2141,1	14548	2228,1
800	10996,957	13104,184	13654	1868,7	15304	2089,2	16183	2206,7	16843	2294,9
900	12466,461	14928,883	15552	1898,2	17422	2118,6	18419	2236,2	19167	2324,3
1000	13974,894	16791,699	17490	1938,2	19587	2164,5	20705	2285,2	-	-
1100	15522,253	18658,668	19435	1944,3	21763	2176,4	-	-	-	-
1200	17069,612	20531,886	21385	1950,6	23946	2182,7	-	-	-	-
1300	18792,144	22460,065	23400	2014,3	-	-	-	-	-	-
1400	20203,258	24426,411	25437	2036,9	-	-	-	-	-	-
1500	21789,545	26377,292	27467	2030,2	-	-	-	-	-	-
1600	23385,563	28360,114	29529	2062,6	-	-	-	-	-	-
1700	24971,850	30356,881	31605	2076,1	-	-	-	-	-	-
1800	26558,137	32372,291	33700	2094,7	-	-	-	-	-	-
1900	28193,083	34408,604	35818	2118,1	-	-	-	-	-	-
2000	29818,296	36435,793	37927	2108,4	-	-	-	-	-	-
2100	31521,365	38487,203	40063	2136,6	-	-	-	-	-	-
2200	33078,456	40545,180	42199	2135,8	-	-	-	-	-	-

4.3 Тепловой баланс котельного агрегата и расход топлива

В котельном агрегате химически связанная энергия топлива в процессе горения преобразуется в физическую теплоту горючих продуктов сгорания. Составление теплового баланса котельного агрегата заключается в установлении равенства между поступившим в агрегат количеством тепла, называемым располагаемым теплом Q_p^p и суммой полезно использованного тепла Q_1 , тепловых потерь сходящими газами Q_2 , тепловых потерь от химической неполноты сгорания Q_3 , тепловых потерь от механической неполноты сгорания Q_4 , тепловых потерь от наружного охлаждения Q_5 и потерь с теплом шлака Q_6 . На основании теплового баланса вычисляются к.п.д. и необходимый расход топлива. Тепловой баланс составляется применительно к установившемуся тепловому состоянию котельного агрегата на 1 кг твердых и жидких и 1 м³ газообразных топлив при 0 °С и 760 мм рт. ст. Общее уравнение теплового баланса имеет вид (4.17):

$$Q_p^p = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6, \quad (4.17)$$

Располагаемое тепло на 1 м³ газообразного топлива Q_p^p равно низшей

$$Q_p^p = Q_H^c, \quad (4.18)$$

теплоты сгорания сухой массы газообразного топлива Q_H^c (4.18):

										Лист
										21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.01.2018.893.16 ПЗ

Для природного газа Бухара-Урал из характеристики котла Е-75-40 $Q_n^c = 36700 \text{ кДж/м}^3$.

Если составляющие теплового баланса выразить в относительных величинах (процентах от располагаемой теплоты Q_p^P) (4.19):

$$q_i = \frac{Q_i}{Q_p^P} \cdot 100, \quad (4.19)$$

то уравнение теплового баланса примет вид (4.20):

$$100 = q_1 + q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6, \quad (4.20)$$

При тепловом расчете парогенератора полезно использованную теплоту прямым путем определить нельзя, поэтому ее находят как остаточный член уравнения теплового баланса после определения всех потерь теплоты.

Потеря теплоты от химической неполноты сгорания топлива q_3 определяется по расчетным характеристикам камерных топок котлов для сжигания горючих газов и мазутов (таблица XX [41]). При сжигании природного газа $q_3 = 0,5\%$

Потеря теплоты от механической неполноты сгорания топлива незначительна и ее можно не учитывать.

Потерю теплоты суходыщими газами находят по разности энтальпий дымовых газов, уходящих из парогенератора, и холодного воздуха можно рассчитать по формуле (4.21):

$$q_2 = \frac{(I_{yx} - \alpha_{yx} \cdot I_{xв}^0) \cdot (100 - q_4)}{Q_p^P}, \quad (4.21)$$

где I_{yx} – энтальпия уходящих газов при коэффициенте избытка воздуха уходящих газов и температуре уходящих газов, $I_{yx} = 2733 \text{ кДж/м}^3$.

α_{yx} – коэффициент избытка воздуха уходящих газов. Рассчитывается с учетом всех присосов воздуха по газоходу, определяем из таблицы 4.2, который равен $\alpha_{yx} = 1,34$;

$I_{xв}^0$ – энтальпия теоретически необходимого количества холодного воздуха, кДж/кг. Выбирается при температуре холодного воздуха по таблице 4.4, при температуре холодного воздуха $t_{yx} = 30^\circ\text{C}$:

$$I_{xв}^0 = 379,541 \text{ кДж/м}^3.$$

					<i>13.03.01.2018.893.16 ПЗ</i>	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$q_2 = \frac{(2733 - 1,34 \cdot 379,541) \cdot (100 - 0)}{36700} = 6,06\%$$

Потери теплоты от наружного охлаждения при производительности котлаот $D = 25\text{т/час}$ $q_5 = 1,2\%$.

Потери физической теплоты шлаков при сжигании природного газа не рассчитывают.

Суммарная потеря теплоты в парогенераторе (4.22):

$$\sum q = q_2 + q_3 + q_5, \quad (4.22)$$

$$\sum q = 6,06 + 0,5 + 1,2 = 7,761\%$$

Коэффициент полезного действия котельного агрегата (брутто) (4.23):

$$\eta_{ка} = 100 - \sum q, \quad (4.23)$$

$$\eta_{ка} = 100 - 7,761 = 92,239\%$$

Разбивка потери теплоты от наружного охлаждения парогенератора поотдельным его газходам практически не указывается на результатах расчета. Поэтому эту потерю для всех элементов парогенератора рассчитают одинаковой и учитывают коэффициентом сохранения теплоты φ , который определяют по формуле (4.24):

$$\varphi = 1 - \frac{q_5}{\eta_{ка} + q_5}, \quad (4.24)$$

$$\varphi = 1 - \frac{1,2}{92,239 + 1,2} = 0,987.$$

Расход топлива, подаваемого в топку, рассчитывают по формуле (4.25):

$$(4.25)$$

									Лист
									23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.01.2018.893.16 ПЗ

$$B = \frac{D \cdot (i_n - i_{нв}) + D_{np} \cdot (i_{кип} - i_{нв})}{Q_P^P \cdot \eta_{ка}}, \quad (24)$$

где D – паропроизводительность котла $D = 20,833$ кг/с;

i_n – энтальпия перегретого пара, при температуре перегретого пара

$t_{нн} = 440^\circ\text{C}$ и давления в барабане $p_{\delta} = 4,4$ МПа (из характеристики котла Е-75-40), $i_n = 3308$ кДж/кг (таблица XXV [41]);

$i_{нв}$ – энтальпия питательной воды, при температуре питательной воды

$t_{нв} = 10^\circ\text{C}$ и $p_{\delta} = 4,4$ МПа (из характеристики котла Е-75-40),

$i_{нв} = 494,5$ кДж/кг;

D_{np} – расход воды на продувку парогенератора, определяется по формуле(4.26):

$$D_{np} = p \cdot \frac{D}{100}, \quad (4.26)$$

где p – продувка, $p = 3\%$,

$$D_{np} = 3 \cdot \frac{20,833}{100} = 0,625 \text{ кг/с},$$

$i_{кип}$ – энтальпия воды при $p_{\delta} = 4,4$ МПа, $i_{кип} = 1115,5$ кДж/м³.

$Q_P^P = 36700$ кДж/м³, $\eta_{ка} = 92,239\%$.

$$B = \frac{20,833 \cdot (3308 - 443,4) + 0,625 \cdot (1115,5 - 443,4)}{36700 \cdot 0,92239} = 1,775 \text{ м}^3/\text{с}.$$

4.4 Расчет теплообмена в топке

Расчет теплообмена в топке - это определение температуры продуктов сгорания ка выходе из топки при заданных ее конструкции и условиях работы или определение площадей тепловоспринимающих поверхностей нагрева, при которых обеспечивается заданная температура в танце топки. Активный объем топочной камеры парогенератора Е-75-40 $V_m = 454$ м³. Количество горелок в котле $n = 4$. Допустимое тепловое напряжение объема топки равно $q_V = 190$ кВт/м³ (таблица XX [41]), расчетное тепловое напряжение определяется по формуле(4.27):

					13.03.01.2018.893.16 ПЗ	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$q_v = \frac{B \cdot Q_p^p}{V_T}, \quad (4.27)$$

где $B = 1,775 \text{ кг/с}$, $Q_p^p = 36700 \text{ кДж/м}^3$.

$$q_v = \frac{1,775 \cdot 36700}{100} = 143,52 \text{ кВт/м}^3.$$

Стены топочной камеры покрыты экранами, выполненными из труб $60 \times 3 \text{ мм}$, шаг труб фронтального и бокового экранов 90 мм . Шаг труб заднего экрана – 75 мм . Площадь лучевоспринимающей поверхности топки 326 м^2 . По конструктивным размерам и характеристикам топки выполнен поверочный расчет теплообмена в топке. Расчет производится методом последовательных приближений. При этом учитывается, что вся площадь лучевоспринимающей поверхности открытая.

Коэффициент тепловой эффективности лучевоспринимающей поверхности (4.28):

$$\psi_{cp} = \frac{\zeta_{ол} \cdot H_l}{F_{cm}}, \quad (4.28)$$

где $\zeta_{ол} = 0,65$ – коэффициент, учитывающий снижение тепловосприятия вследствие загрязнения или закрытия изоляцией поверхностей, присжигания газообразного топлива (таблица 6-2 [41]);

H_l – лучевоспринимающая поверхность нагрева экранов находится как величина непрерывной плоскости, эквивалентной по тепловосприятию экрану из незагрязненных труб;

F_{cm} – площадь стены занятая экраном определяется как произведение расстояния между осями крайних труб данного экрана, на освещенную длину экранных труб $F_{cm} = 360 \text{ м}^2$.

$$\psi_{cp} = \frac{0,65 \cdot 326}{360} = 0,589$$

Эффективная толщина излучающего слоя пламени, рассчитывается по формуле (4.29):

$$s = \frac{3,6 \cdot V_m}{F_{cm}}, \quad (4.29)$$

									Лист
									25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.01.2018.893.16 ПЗ

$$s = \frac{3,6 \cdot 454}{360} = 4,54 \text{ м.}$$

Относительный уровень расположения горелок (4.30):

$$\chi_m = \frac{h_m}{H_m}, \quad (4.30)$$

где h_m – высота расположения горелок, по конструктивным размерам $h_m = 5$ м;
 H_m – полная высота топки, по конструктивным размерам $H_m = 13,2$ м.

$$\chi_m = \frac{5}{13,2} = 0,379$$

Параметр, учитывающий характер распределения температуры в топке рассчитаем по формуле (4.31):

$$M = 0,54 - 0,2 \cdot \chi_m, \quad (4.31)$$

$$M = 0,54 - 0,2 \cdot 0,379 = 0,401$$

Количество теплоты, вносимое в топку воздухом рассчитаем по формуле (4.32):

$$Q_g = I_{zg} \cdot (\alpha_m - \Delta\alpha_m - \alpha_{нлy}) + I_{прс}^0 \cdot (\Delta\alpha_m + \alpha_{нлy}), \quad (4.32)$$

где I_{zg} – энтальпия горячего воздуха при температуре горячего воздуха $t_{zg} = 250^\circ\text{C}$;

$I_{zg} = 3255,294$ кДж/м³ по таблице 4.5;

$I_{прс}^0$ – энтальпия присосов воздуха при температуре холодного воздуха

$t_{хв} = 30^\circ\text{C}$; $I_{прс}^0 = 379,541$ кДж/м³ по таблице 4.5;

α_m – коэффициент избытка воздуха на выходе из топки $\alpha_m = 1,1$;

$\Delta\alpha_m$ – присос воздуха в топке $\Delta\alpha_m = 0,05$;

$\alpha_{нлy}$ – присос воздуха в системе пылеприготовления $\alpha_{нлy} = 0$.

$$Q_g = 3255,294 \cdot (1,10,05) + 379,541 \cdot (0 + 0,05) = 3437,036 \text{ кДж/м}^3$$

Полезное тепловыделение в топке рассчитаем по формуле (4.33):

										Лист
										26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.01.2018.893.16 ПЗ

$$Q_m = Q_p^P \cdot \frac{100 - q_4 - q_3}{100 - q_4} + Q_e, \quad (4.33)$$

где $q_4 = 0$, $q_3 = 0,5$, $Q_p^P = 36700$ кДж/м³.

$$Q_m = 36700 \cdot \frac{100 - 0,5}{100} + 3437,036 = 39953,536 \text{ кДж/м}^3.$$

Средняя суммарная теплоемкость продуктов сгорания (4.34):

$$V_{c.c.p} = \frac{Q_m - I_m''}{\theta_a - \theta_m''}, \quad (4.34)$$

где θ_a – адиабатическая температура горения по номограмме 7 [41], $\theta_a = 2000$ °С;

I_m'' – энтальпия газов на выходе из топки, при температуре газов на выходе из топки $\theta_T'' = 1050$ °С по таблице 4.5 $I_m'' = 1851$ кДж/м³;

$$V_{c.c.p} = \frac{39953,536 - 1851}{2000 - 1050} = 22,622 \text{ кДж/(м}^3 \cdot \text{°С)}$$

Коэффициент ослабления лучей трехатомными газами k_2 определяется по номограмме 3 [41] по объемной доле водяных паров $r_{H_2O} = 0,192$; произведению $p \cdot r_n \cdot s$, где $p = 0,1$ МПа – давление в топке, r_n – суммарная объемная доля газов $r_n = 0,283$, $s = 1,565$ м, $p \cdot r_n \cdot s = 0,129$ м · МПа; температуре газов на выходе из топки $\theta_T'' = 1050$ °С: $k_2 = 4,39$ 1/м · МПа.

Степень черноты факела (4.35):

$$a_\phi = m \cdot a_{cв} + (1 - m) \cdot a_2, \quad (4.35)$$

где m – коэффициент, учитывающий заполнение объема топки светящимся пламенем $m = 0,1$;

a_2 – степень черноты, которой обладала бы излучающая среда при заполнении всей топки только несветящимися трехатомными газами вычисляется по формуле (4.36):

$$a_2 = 1 - e^{-k_{ис} \cdot p \cdot s}, \quad (4.36)$$

где $a_{cв}$ – степень черноты, которой обладала бы излучаемая среда при заполнении светящимся трехатомными газами вычисляется по формуле (4.37):

									Лист
									27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.01.2018.893.16 ПЗ

$$a_{св} = 1 - e^{-k_{св} \cdot P \cdot s}, \quad (4.37)$$

где $p = 0,1$ МПа, $s = 4,54$ м;

$k_{св}$ – коэффициент ослабления лучей светящейся частью пламени (4.38):

$$k_{св} = k_{ис} + k_{саж}, \quad (4.38)$$

где $k_{ис}$ – коэффициент ослабления лучей несветящейся частью топочной среды (4.39):

$$k_{ис} = r_n \cdot k_e, \quad (4.39)$$

$$k_{ис} = 0,283 \cdot 4,39 = 1,241 / \text{м} \cdot \text{МПа},$$

$k_{саж}$ – коэффициент ослабления лучей сажистыми частями (4.40):

$$k_{саж} = 0,3 \cdot (2 - \alpha_m) \cdot (1,6 \cdot \frac{\theta'' + 273}{1000} - 0,5) \cdot \frac{C^P}{H^P}, \quad (4.40)$$

$$\frac{C^P}{H^P} = 0,12 \cdot \sum \frac{m}{n} \cdot C_m H_n, \quad (4.41)$$

$$\frac{C^P}{H^P} = 0,12 \cdot (\frac{1}{4} \cdot 94,9 + \frac{2}{6} \cdot 3,2 + \frac{3}{8} \cdot 0,4 + \frac{4}{10} \cdot 0,1 + \frac{5}{12} \cdot 0,1) = 3,003,$$

$$k_{саж} = 0,3 \cdot (2 - 1,15) \cdot (1,6 \cdot \frac{1050 + 273}{1000} - 0,5) \cdot 3,003 = 1,238 / \text{м} \cdot \text{МПа},$$

$$k_{св} = 1,241 + 1,238 = 2,48 / \text{м} \cdot \text{МПа},$$

$$a_{св} = 1 - e^{-2,48 \cdot 0,1 \cdot 4,54} = 0,668,$$

$$a_2 = 1 - e^{-1,241 \cdot 0,1 \cdot 4,54} = 0,417,$$

$$a_\phi = 0,1 \cdot 0,668 + (1 - 0,1) \cdot 0,417 = 0,149$$

Степень черноты топки (4.42):

$$a_m = \frac{a_\phi}{a_\phi + (1 - a_\phi) \cdot \psi_{ср}}, \quad (4.42)$$

где $\psi_{cp} = 0,589$

$$a_m = \frac{0,149}{0,149 + (1 - 0,149) \cdot 0,589} = 0,23.$$

Тепловая нагрузка стен топки (4.43):

$$q_F = \frac{B \cdot Q_m}{H_l}, \quad (4.43)$$

где $B = 1,775 \text{ м}^3/\text{с}$, $Q_m = 39953,536 \text{ кДж/м}^3$, $H_l = 326 \text{ м}^2$,

$$q_F = \frac{1,775 \cdot 39953,536}{326} = 197,034 \text{ кВт/м}^2.$$

Производится уточнение температуры газов на выходе из топки по номограмме 7[41], $\theta_m'' = 1050^\circ\text{C}$. Энтальпия газов на выходе из топке при этой температуре по таблице 4.5, $I_m'' = 18851,48 \text{ кДж/м}^3$.

Общее тепловосприятие топки (4.44):

$$Q_m^l = \varphi \cdot (Q_m - I_m''), \quad (4.44)$$

где $\varphi = 0,987$,

$$Q_m^l = 0,987 \cdot (39953,536 - 18851,48) = 20831,05 \text{ кДж/м}^3.$$

Средняя тепловая нагрузка лучевоспринимающей поверхности топки (4.45):

$$q_l^{cp} = \frac{B \cdot Q_m^l}{H_l}, \quad (4.45)$$

$$q_l^{cp} = \frac{1,775 \cdot 20831,05}{326} = 113,444 \text{ кВт/м}^2.$$

4.5 Расчет фестона

Конструктивные характеристики фестона приведены в таблице 4.6

					13.03.01.2018.893.16 ПЗ	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 4.6 – Конструктивные характеристики фестона

Величина	Обозначение	Единица	Значение
1	2	3	4
Диаметр труб	d	мм	60
Количество труб в ряду	z_1	шт.	70
Количество рядов труб	z_2	шт.	4
Поперечный шаг труб	s_1	мм	168
Продольный шаг труб	s_2	мм	90
Относительный поперечный шаг	s_1/d	-	2,8
Относительный продольный шаг	s_2/d	-	1,5
Ширина поперечного сечения газохода	a'	м	4,8
Высота поперечного сечения газохода	b'	м	6,65

Полная площадь поверхности нагрева по конструктивным данным $H = 70\text{ м}^2$.
Площадь живогосечения газохода:

$$F' = a' \cdot b' - z_1 \cdot d \cdot a'$$

$$F' = 4,8 \cdot 6,65 - 4 \cdot 0,06 \cdot 4,8 = 11,76\text{ м}^2$$

Эффективная толщина излучающего слоя:

$$s = 0,9 \cdot \left(\frac{4 \cdot s_1 \cdot s_2}{\pi \cdot d^2} - 1 \right) \cdot d$$

$$s = 0,9 \cdot \left(\frac{4 \cdot 168 \cdot 90}{\pi \cdot 0,06^2} - 1 \right) \cdot 0,06 = 0,235 \text{ м.}$$

Количество теплоты отданное фестоне:

$$Q_2 = \varphi \cdot (I_2' - I_2''),$$

где I_2' – энтальпия газов на входе перед фестоном, $I_2' = 18851,48 \text{ кДж/м}^3$, равное энтальпии газов на выходе из топки при $\theta_2' = 1050^\circ\text{C}$,

I_2'' – энтальпия газа за фестоном, $I_2'' = 16715,149$ кДж/м³ при $\theta_2'' = 960^\circ\text{C}$,
 φ – коэффициент сохранения теплоты,

$$Q_2 = 0,987 \cdot (20357,284 - 18052,301) = 2108,559 \text{ кДж/м}^3.$$

Температура кипения при давлении в барабане $p_0 = 4,4$ МПа, $t_{\text{кип}} = 256^\circ\text{C}$ [41]
 Средняя температура газов в фестоне (4.46):

$$\theta_{\text{cp}} = 0,5 \cdot (\theta' + \theta''), \quad (4.46)$$

где θ' – температура газов на входе в фестон, $\theta' = 1050^\circ\text{C}$;
 θ'' – температура газов на выходе из фестона, $\theta'' = 960^\circ\text{C}$.

$$\theta_{\text{cp}} = 0,5 \cdot (1050 + 960) = 1005^\circ\text{C}.$$

Средний температурный напор можем рассчитать по формуле приведенной ниже (4.47):

$$\Delta t_{\text{cp}} = \theta_{\text{cp}} - t_{\text{кип}} \quad (4.47)$$

$$\Delta t_{\text{cp}} = 1005 - 256 = 749^\circ\text{C}$$

Средняя скорость газов в ступени (4.48):

$$w_2 = \frac{B_p V_2 (273 + \theta_{\text{cp}})}{273 F}, \quad (4.48)$$

где B_p – расчетный расход топлива, $B_p = 1,775 \text{ м}^3/\text{с}$
 V_2 – объем газов, $V_2 = 11,419 \text{ м}^3 \text{ газов/м}^3 \text{ топлива}$,

$$w_2 = \frac{1,775 \cdot 11,419 \cdot (273 + 1005)}{273 \cdot 11,76} = 8,07 \text{ м/с}.$$

Коэффициент теплоотдачи конвекцией (4.49):

$$\alpha_k = \alpha_n C_z C_s C_\phi \quad (4.49)$$

где α_n – номинальный коэффициент теплоотдачи, $\alpha_n = 65 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К}$ [ном. 12, 41]

C_z – поправка на количество рядов труб, $C_z = 0,848$ [ном. 12, 41]

C_s – поправка на геометрию пучка, $C_s = 1,09$ [ном. 12, 41]

											Лист
											31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.893.16 ПЗ						

C_ϕ – поправка физические характеристики потока при изменении температуры и состава, $C_\phi = 1$ [ном. 12, 41]

$$\alpha_k = 65 \cdot 0,848 \cdot 1,09 \cdot 1 = 60,081 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К}$$

Суммарная поглощательная способность трехатомных газов (4.50):

$$pr_n s, \quad (4.50)$$

где p – давление в топке, $p = 0,1$ МПа

r_n – суммарная объемная доля трехатомных газов, $r_n = 0,283$

$$pr_n s = 0,1 \cdot 0,283 \cdot 0,235 = 0,007 \text{ м} \cdot \text{МПа}$$

Коэффициент ослабления лучей трехатомными газами k_2 определяется по номограмме 3 [41] $k_2 = 30$ 1/м · МПа .

Степень черноты фестона, по формуле 36:

$$k_{nc} = 0,283 \cdot 30 = 8,49 \text{ 1/м} \cdot \text{МПа} ,$$

$$\frac{C^p}{H^p} = 0,12 \cdot \left(\frac{1}{4} \cdot 94,9 + \frac{2}{6} \cdot 3,2 + \frac{3}{8} \cdot 0,4 + \frac{4}{10} \cdot 0,1 + \frac{5}{12} \cdot 0,1 \right) = 3,003 ,$$

$$k_{caж} = 0,3 \cdot (2 - 1,1) \cdot \left(1,6 \cdot \frac{960 + 273}{1000} - 0,5 \right) \cdot 3,003 = 1,226 \text{ 1/м} \cdot \text{МПа} ,$$

$$k_{св} = 1,226 + 8,49 = 9,716 \text{ 1/м} \cdot \text{МПа} ,$$

$$a_{св} = 1 - e^{-9,7160,10,235} = 0,272 ,$$

$$a_2 = 1 - e^{-8,490,10,235} = 0,154 ,$$

$$a_\phi = 0,1 \cdot 0,154 + (1 - 0,1) \cdot 0,272 = 0,26$$

Температура стенки трубы (4.51):

$$t_{cm} = t_{кин} + \Delta t , \quad (4.51)$$

где Δt – температурный перепад между температурой загрязненной стенки и газов в окне $\Delta t = 25^\circ\text{C}$,

					13.03.01.2018.893.16 ПЗ	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$t_{cm} = 256 + 25 = 281 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Коэффициент теплоотдачи излучением (4.52):

$$\alpha_n = \alpha_n \cdot a \cdot C_2, \quad (4.52)$$

где α_n – номинальный коэффициент теплоотдачи излучением $\alpha_n = 150$

C_2 – поправка, вводимая в случае отсутствия золы в продуктах сгорания $C_2 = 0,95$ (ном. 19 [41]),

a – степень черноты излучающей среды $a = 0,26$,

$$\alpha_n = 150 \cdot 0,26 \cdot 0,95 = 37,05 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К}$$

Рассчитаем коэффициент теплоотдачи от газов к стенке, который определим по формуле (4.53):

$$\alpha_1 = \xi(\alpha_k + \alpha_n) \quad (4.53)$$

где ξ – коэффициент использования конвективного пучка, $\xi = 0,8$ [41];

α_n – коэффициент теплоотдачи излучением газового объема в трубном пучке,

$$\alpha_n = 37,05 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К},$$

$$\alpha_1 = (60,081 + 37,05) \cdot 0,8 = 77,705 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К}.$$

Коэффициент теплопередачи (4.54):

$$k = \psi \cdot \alpha_1, \quad (4.54)$$

где ψ – коэффициент тепловой эффективности, $\psi = 0,8$ [41],

$$k = 0,8 \cdot 77,705 = 62,164 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К}.$$

Тепловосприятие фестона по уравнению теплопередачи рассчитаем по формуле (4.55):

$$Q_\phi = \frac{k \cdot H \cdot \Delta t}{1000 \cdot B_p}, \quad (4.55)$$

$$Q_\phi = \frac{62,164 \cdot 70 \cdot 749}{1000 \cdot 1,775} = 1835,812 \text{ кДж/м}^3.$$

									Лист
									33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.01.2018.893.16 ПЗ

Тепловосприятие настенных труб (4.56):

$$Q_{\text{дон}} = \frac{k \cdot H_{\text{дон}} \cdot \Delta t}{1000 \cdot B_p}, \quad (4.56)$$

где $H_{\text{дон}}$ – площадь поверхности труб боковых экранов в зоне фестона
 $H_{\text{дон}} = 10 \text{ м}^2$,

$$Q_{\text{дон}} = \frac{62,164 \cdot 10 \cdot 749}{1000 \cdot 1,775} = 262,259 \text{ кДж/м}^3.$$

Суммарное тепловосприятие газохода фестона (4.57):

$$Q_m = Q_{\phi} + Q_{\text{дон}}, \quad (4.57)$$

$$Q_m = 1835,812 + 262,259 = 2098,07 \text{ кДж/м}^3$$

Расхождение расчетных тепловосприятий (4.58):

$$\Delta Q = \frac{Q_m - Q_z}{Q_m} \cdot 100\% \quad (4.58)$$

$$\Delta Q = \frac{2098,07 - 2108,559}{2098,07} \cdot 100\% = -0,5\%$$

Расхождение не превышает 2%, поэтому считаем расчет завершенным.

4.6 Расчет пароперегревателя

Пароперегреватель — поверхность нагрева, предназначенная для перегрева насыщенного пара, поступающего из барабана котла. Перегреватель – вертикального типа, змеевиковый, конвективный. Змеевик выполнен из труб диаметром 38×3 мм. Пароохладитель установлен между ступенями перегревателя "в рассечку".

4.6.1 Расчет первой ступени пароперегревателя

Конструктивные характеристики пароперегревателя первой ступени приведены в таблице 4.7

Таблица 4.7 – Конструктивные характеристики пароперегревателя первой ступени

					13.03.01.2018.893.16 ПЗ	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Величина	Обозначение	Единица	Значение
1	2	3	4
Диаметр труб	$d/d_{\text{вн}}$	мм/мм	38/32
Количество труб в ряду	z_1	шт.	30
Количество рядов труб	z_2	шт.	8
Средняя длина трубы	l	м	4,125
Поперечный шаг труб	s_1	мм	55
Продольный шаг труб	s_2	мм	129
Относительный поперечный шаг труб	s_1/d	-	1,719
Относительный продольный шаг труб	s_2/d	-	4,031
Ширина входного сечения газохода	a'	м	6,65
Высота входного сечения газохода	b'	м	4,775
Ширина выходного сечения газохода	a''	-	6,65
Высота выходного сечения газохода	b''	-	3,3
Количество параллельно включенных змеевиков по паре	m	шт.	32

Полная площадь поверхности нагрева (4.59):

$$H = \pi \cdot d \sum l \quad (4.59)$$

где d – наружный диаметр труб, м;

$\sum l$ - сумма длин всех труб пароперегревателя, м.

$$H = \pi \cdot 0,038 \cdot 990 = 118,127 \text{ м}^2$$

Площадь входного сечения газохода (4.60):

$$F' = a' \cdot b' \quad (4.60)$$

где a' – ширина входного сечения газохода, м;

b' – высота входного сечения газохода, м.

$$F' = 6,65 \cdot 4,775 = 31,754 \text{ м}^2$$

										Лист
										35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.01.2018.893.16 ПЗ

Площадь выходного сечения газохода (4.61):

$$F'' = a'' \cdot b'' \quad (4.61)$$

где a'' – ширина выходного сечения газохода, м;
 b'' – высота выходного сечения газохода, м.

$$F' = 6,65 \cdot 3,3 = 21,954 \text{ м}^2$$

Средняя площадь живого сечения газохода (4.62):

$$F_{cp} = \frac{2 \cdot F' \cdot F''}{F' + F''} \quad (4.62)$$

$$F_{cp} = \frac{2 \cdot 31,754 \cdot 21,954}{31,754 + 21,954} = 25,954 \text{ м}^2$$

Площадь живого сечения для прохода пара (4.63):

$$f = \frac{\pi d_{\text{вн}}^2 m}{4} \quad (4.63)$$

$$f = \frac{\pi \cdot 0,038^2 \cdot 30}{4} = 0,024 \text{ м}^2$$

Тепловосприятие пароперегревателя (4.64):

$$Q = \frac{D}{B} (i_n'' - i_n' + \Delta i_{no}) \quad (4.64)$$

где i_n' – энтальпия пара на входе в ступень, $i_n' = 2797$ кДж/кг;
 i_n'' – энтальпия пара на выходе из ступени, $i_n'' = 2955$ кДж/кг;
 i_{no} – тепловосприятие пароохладителя, $i_{no} = 30$ кДж/кг.

$$Q = \frac{20,833}{1,775} (2955 - 2797 + 30) = 2206,114 \text{ кДж/м}^3$$

Энтальпия газов на выходе из ступени (4.65):

									Лист
									36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.01.2018.893.16 ПЗ

$$I'' = I' - \frac{Q}{\varphi} + \Delta\alpha I_{nrc}^0 \quad (4.65)$$

где I' – энтальпия газов на входе в ступень, $I' = 18720,877$ кДж/м³;

φ – коэффициент сохранения теплоты, $\varphi = 0,987$;

$\Delta\alpha$ – присос холодного воздуха в ступени, $\Delta\alpha = 0,05$;

I_{nrc}^0 – энтальпия присоса воздуха, $I_{nrc}^0 = 379,541$ кДж/м³.

$$I'' = 18720,877 - \frac{2206,114}{0,987} + 0,05 \cdot 379,541 = 16514,528 \text{ кДж/м}^3$$

Температура газов на выходе из пароперегревателя:

По найденной энтальпии определяем $-\theta'' = 857^\circ \text{C}$.

Средняя температура газов в ступени, по формуле 51:

$$\theta'' = 0,5(960 + 857) = 908,5^\circ \text{C},$$

Средняя скорость газов в ступени, по формуле 53:

$$w_2 = \frac{1,75 \cdot 14,081(273 + 908,5)}{273 \cdot 25,954} = 4,11 \text{ м/с}.$$

Коэффициент теплоотдачи конвекцией, по формуле 54:

α_n – номинальный коэффициент теплоотдачи, $\alpha_n = 38$ Вт/м²К [ном. 12, 41];

C_z – поправка на количество рядов труб, $C_z = 0,96$ [ном. 12, 41];

C_s – поправка на геометрию пучка, $C_s = 0,98$ [ном. 12, 41];

C_ϕ – поправка физические характеристики потока при изменении температуры и состава, $C_\phi = 0,97$ [ном. 12, 41].

$$\alpha_k = 38 \cdot 0,96 \cdot 0,98 \cdot 0,97 = 34,678 \text{ Вт/м}^2\text{К}.$$

Средняя температура пара, по формуле 52:

t' – температура пара на входе в ступень, $t' = 256^\circ \text{C}$;

t'' – температура пара на выходе из ступени, $t'' = 300^\circ \text{C}$.

$$t_{cp} = 0,5(256 + 300) = 278^\circ \text{C}.$$

Коэффициент теплоотдачи от стенок к пару (4.66):

$$\alpha_2 = \alpha_{n2} C_d, \quad (4.66)$$

									Лист
									37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.01.2018.893.16 ПЗ

где α_{n2} – номинальный коэффициент теплоотдачи, $\alpha_n = 1200 \text{ Вт/м}^2\text{К}$ [ном. 15, 27];
 C_d – поправка на геометрию труб, $C_d = 0,94$ [ном. 15, 27].

$$\alpha_2 = 1200 \cdot 0,94 = 1128 \text{ Вт/м}^2\text{К}.$$

Эффективная толщина излучающего слоя, по формуле 49:

s_1 – поперечный шаг труб, $s_1 = 200 \text{ мм}$;

s_2 – продольный шаг труб, $s_2 = 129 \text{ мм}$;

d – внешний диаметр труб, $d = 38 \text{ мм}$.

$$s = 0,9 \cdot 0,038 \left(\frac{4 \cdot 0,2 \cdot 0,129}{0,038^2 \pi} \right) = 0,896 \text{ м}.$$

Суммарная поглощательная способность трехатомных газов, по формуле 55:

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

r_n – суммарная объемная доля трехатомных газов, $r_n = 0,253$.

$$pr_n s = 0,1 \cdot 0,253 \cdot 0,896 = 0,022 \text{ м} \cdot \text{МПа}.$$

Суммарная оптическая толщина газового потока, по формуле (4.67):

$$kps = k_z r_n ps, \quad (4.67)$$

где k_z – коэффициент ослабления лучей трехатомными газами, $k_z = 32 \text{ Вт/м}^2\text{К}$

$$kps = 32 \cdot 0,253 \cdot 0,1 \cdot 0,896 = 0,824.$$

Температура стенки трубы (4.68):

$$t_{cm} = t_{cp} + \frac{B_p Q}{H} \left(\varepsilon + \frac{1}{\alpha_2} \right), \quad (4.68)$$

где H – площадь поверхности теплообмена, $H = 118,127 \text{ м}^2$;

ε – степень загрязнения поверхности, $\varepsilon = 0,004 \text{ м}^2\text{К/Вт}$.

$$t_{cm} = t_{cp} + \frac{1,775 \cdot 2206,114}{118,127} \left(0,004 + \frac{1}{1128} \right) = 278,133 \text{ }^\circ\text{С}.$$

Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке, по формуле 58:

					13.03.01.2018.893.16 ПЗ	Лист 38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ξ – коэффициент использования конвективного пучка, $\xi = 1$ [41];
 α_n – коэффициент теплоотдачи излучением газового объема в трубном пучке,
 $\alpha_n = 34,5 \text{ Вт/м}^2\text{К}$ [ном. 19, 41].

$$\alpha_1 = 34,678 + 34,5 = 69,178 \text{ Вт/м}^2\text{К}.$$

Коэффициент теплопередачи (4.69):

$$k = \frac{\psi \alpha_1 \alpha_2}{\alpha_1 + \alpha_2}, \quad (4.69)$$

где ψ – коэффициент тепловой эффективности, $\psi = 0,8$ [41].

$$k = \frac{0,8 \cdot 69,178 \cdot 1128}{69,178 + 1128} = 52,144 \text{ Вт/м}^2\text{К}.$$

Определим наибольшую разницу температур, которая рассчитывается по формуле (4.70):

$$\Delta t_{\delta} = \theta' - t'', \quad (4.70)$$

$$\Delta t = 960 - 300 = 660^{\circ}\text{C}.$$

Рассчитаем наименьшую разницу температур, которая рассчитывается по формуле (4.71):

$$\Delta t_m = \theta'' - t', \quad (4.71)$$

$$\Delta t = 857 - 256 = 601^{\circ}\text{C}.$$

Рассчитаем температурный напор при противотоке, который определяется по формуле (4.72):

$$\Delta t_{npt} = \frac{\Delta t_{\delta} - \Delta t_m}{\ln\left(\frac{\Delta t_{\delta}}{\Delta t_m}\right)}, \quad (4.72)$$

$$\Delta t_{npt} = \frac{660 - 601}{\ln\left(\frac{660}{601}\right)} = 630,04^{\circ}\text{C}.$$

					13.03.01.2018.893.16 ПЗ	Лист 39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Полный перепад температур газового потока (4.73):

$$\tau_{\delta} = \theta' - \theta'', \quad (4.73)$$

$$\tau_{\delta} = 960 - 857 = 103^{\circ} \text{C}.$$

Полный перепад температур потока пара (4.74):

$$\tau_{\text{м}} = t'' - t', \quad (4.74)$$

$$\tau_{\text{м}} = 30 - 256 = 44^{\circ} \text{C}.$$

Вспомогательный параметр P (4.75):

$$P = \frac{\tau_{\text{м}}}{\theta' - t'}, \quad (4.75)$$

$$P = \frac{44}{960 - 300} = 0,063.$$

Вспомогательный параметр R (4.76):

$$R = \frac{\tau_{\delta}}{\tau_{\text{м}}}, \quad (4.76)$$

$$R = \frac{103}{44} = 2,341.$$

Определим температурный перепад, который рассчитывается по формуле (4.77):

$$\Delta t = \psi \Delta t_{\text{нрм}}, \quad (4.77)$$

где ψ – коэффициент перехода к сложной схеме, $\psi = 0,99$ [ном. 29, 41].

$$\Delta t = 0,99 \cdot 630,04 = 623,739^{\circ} \text{C}.$$

Тепловосприимчивости по уравнению теплопередачи, по формуле 58:

$$Q_{\text{м}} = \frac{52,144 \cdot 118,127 \cdot 623,739}{1000 \cdot 1,775} = 2164,066 \text{ кДж/м}^3.$$

									Лист
									40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.01.2018.893.16 ПЗ

Расхождение расчетных тепловосприятий, по формуле 61:

$$\Delta Q = \frac{2164,066 - 2206,114}{2164,066} \cdot 100\% = -1,943\%.$$

Расхождение не превышает 2%, поэтому считаем расчет завершенным.

4.6.2 Расчет второй ступени пароперегревателя

Теплота пароохладителя учитывается в первой ступени пароперегревателя. Конструктивные характеристики пароперегревателя второй ступени приведены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Конструктивные характеристики пароперегревателя второй ступени

Величина	Обозначение	Единица	Значение
1	2	3	4
Диаметр труб	$d/d_{\text{вн}}$	мм/мм	38/32
Количество труб в ряду	z_1	шт.	35
Количество рядов труб	z_2	шт.	16
Средняя длина трубы	l	м	2,8
Поперечный шаг труб	s_1	мм	180,000
Продольный шаг труб	s_2	мм	98,800
Относительный поперечный шаг труб	s_1/d	-	4,100
Относительный продольный шаг труб	s_2/d	-	2,900
Ширина входного сечения газохода	a'	м	6,65

Продолжение таблицы 4.8

1	2	3	4
Высота входного сечения газохода	b'	м	2,975
Ширина выходного сечения газохода	a''	-	6,65
Высота выходного сечения газохода	b''	-	2,975

Количество параллельно включенных змеевиков по паре	<i>m</i>	шт.	35
---	----------	-----	----

Полная площадь поверхности нагрева, по формуле 64:

$$H = \pi \cdot 0,038 \cdot 1568 = 187,094 \text{ м}^2$$

Площадь входного сечения газохода, по формуле 65:

$$F' = 6,65 \cdot 2,975 = 19,784 \text{ м}^2$$

Площадь выходного сечения газохода, по формуле 66:

$$F' = 6,65 \cdot 2,975 = 19,784 \text{ м}^2$$

Средняя площадь живого сечения газохода, по формуле 67:

$$F_{cp} = \frac{2 \cdot 19,784 \cdot 19,784}{19,784 + 19,784} = 19,784 \text{ м}^2$$

Площадь живого сечения для прохода пара, по формуле 68:

$$f = \frac{\pi \cdot 0,038^2 \cdot 35}{4} = 0,028 \text{ м}^2$$

Тепловосприятие пароперегревателя, по формуле 69:

i'_n – энтальпия пара на входе в ступень, $i'_n = 2955$ кДж/кг;

i''_n – энтальпия пара на выходе из ступени, $i''_n = 3308$ кДж/кг.

$$Q = \frac{20,833}{1,775} (3308 - 2955) = 4142,331 \text{ кДж/м}^3$$

Энтальпия газов на выходе из ступени, по формуле 70:

I' – энтальпия газов на входе в ступень, $I' = 16514,528$ кДж/м³;

$\Delta\alpha$ – присос холодного воздуха в ступени, $\Delta\alpha = 0,05$.

$$I'' = 16514,528 - \frac{4142,331}{0,987} + 0,05 \cdot 379,541 = 12348,38 \text{ кДж/м}^3$$

Температура газов на выходе из пароперегревателя:

По найденной энтальпии определяем $\theta'' = 656^\circ \text{ С}$.

Средняя температура газов в ступени, по формуле 51:

θ' – температура газов на входе в ступень, $\theta' = 857 \text{ }^\circ\text{C}$;

θ'' – температура газов на выходе из ступени, $\theta'' = 656 \text{ }^\circ\text{C}$.

$$\theta'' = 0,5(857 + 656) = 756,5 \text{ }^\circ\text{C}$$

Средняя скорость газов в ступени, по формуле 53:

B_p – расчетный расход топлива, $B_p = 1,775 \text{ м}^3/\text{с}$;

V_z – объем газов, $V_z = 12,902 \text{ м}^3 \text{ газов}/\text{м}^3 \text{ топлива}$.

$$w_z = \frac{1,775 \cdot 12,902(273 + 756,5)}{273 \cdot 19,784} = 5,011 \text{ м/с}$$

Коэффициент теплоотдачи конвекцией, по формуле 54:

α_n – номинальный коэффициент теплоотдачи, $\alpha_n = 75 \text{ Вт}/\text{м}^2\text{К}$ [ном. 12, 41];

C_z – поправка на количество рядов труб, $C_z = 1$ [ном. 12, 41];

C_s – поправка на геометрию пучка, $C_s = 1$ [ном. 12, 41];

C_ϕ – поправка физические характеристики потока при изменении температуры и состава, $C_\phi = 0,9$ [ном. 12, 41].

$$\alpha_k = 75 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,9 = 67,5 \text{ Вт}/\text{м}^2\text{К}$$

Средняя температура пара, по формуле 52:

t' – температура пара на входе в ступень, $t' = 300 \text{ }^\circ\text{C}$;

t'' – температура пара на выходе из ступени, $t'' = 440 \text{ }^\circ\text{C}$.

$$t_{cp} = 0,5(440 + 300) = 370 \text{ }^\circ\text{C}$$

Коэффициент теплоотдачи от стенок к пару, по формуле 71:

α_{n2} – номинальный коэффициент теплоотдачи, $\alpha_{n2} = 1600 \text{ Вт}/\text{м}^2\text{К}$ [ном. 15, 41];

C_d – поправка на геометрию труб, $C_d = 0,98$ [ном. 15, 41].

$$\alpha_2 = 1600 \cdot 0,98 = 1568 \text{ Вт}/\text{м}^2\text{К}$$

Эффективная толщина излучающего слоя, по формуле 49:

s_1 – поперечный шаг труб, $s_1 = 180 \text{ мм}$;

s_2 – продольный шаг труб, $s_2 = 98,8 \text{ мм}$;

d – внешний диаметр труб, $d = 38 \text{ мм}$.

											Лист
											43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							

13.03.01.2018.893.16 ПЗ

$$s = 0,9 \cdot 0,038 \left(\frac{4 \cdot 0,18 \cdot 0,0988}{0,038^2 \pi} \right) = 0,407 \text{ м}$$

Суммарная поглощательная способность трехатомных газов, по формуле 55:

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

r_n – суммарная объемная доля трехатомных газов, $r_n = 0,253$.

$$pr_n s = 0,1 \cdot 0,253 \cdot 0,407 = 0,01 \text{ м} \cdot \text{МПа}$$

Суммарная оптическая толщина газового потока, по формуле 72:

k_z – коэффициент ослабления лучей трехатомными газами, $k_z = 46 \text{ Вт/м}^2\text{К}$ [ном. 3, 41].

$$kps = 46 \cdot 0,246 \cdot 0,1 \cdot 0,407 = 0,461$$

Температура стенки трубы, по формуле 73:

H – площадь поверхности теплообмена, $H = 187,094 \text{ м}^2$;

ε – степень загрязнения поверхности, $\varepsilon = 0,004 \text{ м}^2\text{К/Вт}$.

$$t_{cm} = 370 + \frac{1,775 \cdot 4142,331}{187,094} \left(0,004 + \frac{1}{1568} \right) = 370,17 \text{ }^\circ\text{C}$$

Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке, по формуле 58:

ξ – коэффициент использования конвективного пучка, $\xi = 1$ [41];

α_n – коэффициент теплоотдачи излучением газового объема в трубном пучке,

$\alpha_n = 69,84 \text{ Вт/м}^2\text{К}$ [ном. 19, 41].

$$\alpha_1 = 70,325 + 67,5 = 137,34 \text{ Вт/м}^2\text{К}$$

Коэффициент теплопередачи, по формуле 74:

$$k = \frac{0,8 \cdot 137,34 \cdot 1568}{137,34 + 1568} = 101,023 \text{ Вт/м}^2\text{К}$$

Наибольшая разница температур, по формуле 75:

$$\Delta t_{\sigma} = 857 - 440 = 417 \text{ }^\circ\text{C}$$

Наименьшая разница температур, по формуле 76:

					13.03.01.2018.893.16 ПЗ	Лист 44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\Delta t_{,m} = 656 - 300 = 356^{\circ} \text{C}$$

Температурный напор при противотоке, по формуле 77:

$$\Delta t_{npm} = \frac{417 - 356}{\ln\left(\frac{417}{356}\right)} = 385,696^{\circ} \text{C}$$

Полный перепад температур газового потока, по формуле 78:

$$\tau_{\delta} = 857 - 656 = 201^{\circ} \text{C}$$

Полный перепад температур потока пара, по формуле 79:

$$\tau_{,m} = 440 - 300 = 140^{\circ} \text{C}$$

Вспомогательный параметр P, по формуле 80:

$$P = \frac{140}{857 - 300} = 0,251$$

Вспомогательный параметр R, по формуле 81:

$$R = \frac{201}{140} = 1,436$$

Температурный перепад, по формуле 82:

ψ – коэффициент перехода к сложной схеме, $\psi = 0,99$ [ном. 29, 41].

$$\Delta t = 0,99 \cdot 385,696 = 381,839^{\circ} \text{C}$$

Тепловосприятиеступени по уравнению теплопередачи, по формуле 58:

$$Q_m = \frac{101,023 \cdot 187,094 \cdot 381,839}{1000 \cdot 1,775} = 4065,121 \text{кДж/м}^3$$

Расхождение расчетных тепловосприятий, по формуле 61:

$$\Delta Q = \frac{4065,121 - 4142,331}{4065,121} \cdot 100\% = -1,899\%$$

									Лист
									45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.01.2018.893.16 ПЗ

Расхождение не превышает 2%, поэтому считаем расчет законченным.

4.7 Расчет экономайзера

Экономайзер — поверхность нагрева, предназначенная для подогрева питательной воды. Экономайзер — стальной, змеевиковый, трехблочный с шахматным расположением труб диаметром 32×3 мм.

Конструктивные характеристики экономайзера приведены в таблице 4.9

Таблица 4.9 – Конструктивные характеристики экономайзера

Величина	Обозначение	Единица	Значение
1	2	3	4
Диаметр труб	$d/d_{\text{вн}}$	мм/мм	32/26
Количество труб в ряду	z_1	шт.	27
Количество рядов труб	z_2	шт.	21
Средняя длина трубы	l	м	6,6
Поперечный шаг труб	s_1	мм	40
Продольный шаг труб	s_2	мм	60
Относительный поперечный шаг труб	s_1/d	-	1,25
Относительный продольный шаг труб	s_2/d	-	1,875
Ширина входного сечения газохода	a'	м	6,65
Высота входного сечения	b'	м	1,792

Продолжение таблицы 4.9

1	2	3	4
Ширина выходного сечения газохода	a''	-	6,5
Высота выходного сечения газохода	b''	-	1,792
Количество параллельно включенных змеевиков по пару	m	шт.	27

Полная площадь поверхности нагрева, по формуле 64:

$$H = \pi \cdot 0,032 \cdot 3742,2 = 376,016 \text{ м}^2$$

Площадь входного сечения газохода, по формуле 65:

$$F' = 6,65 \cdot 1,792 = 11,053 \text{ м}^2$$

Площадь выходного сечения газохода, по формуле 66:

$$F'' = 6,5 \cdot 1,792 = 11,648 \text{ м}^2$$

Средняя площадь живого сечения газохода, по формуле 67:

$$F_{cp} = \frac{2 \cdot 11,053 \cdot 11,648}{11,053 + 11,648} = 11,343 \text{ м}^2$$

Площадь живого сечения для прохода воды (4.78):

$$f = \frac{\pi \cdot d^2 \cdot m}{4} \quad (4.78)$$

$$f = \frac{\pi \cdot 0,032^2 \cdot 27}{4} = 0,087 \text{ м}^2$$

Тепловосприимчивости ступени (4.79):

$$Q = \varphi (I' - I'' + \Delta \alpha I_{npc}^0) \quad (4.79)$$

где I' – энтальпия газов на входе в ступень, $I' = 12348,380 \text{ кДж/м}^3$;

I'' – энтальпия газов на выходе из ступени, $I'' = 7398,402 \text{ кДж/м}^3$;

$\Delta \alpha$ – присос холодного воздуха в ступени, $\Delta \alpha = 0,08$.

$$Q = 0,987(12348,38 - 7398,402 + 0,08 \cdot 379,541) = 4916,38 \text{ кДж/м}^3$$

Средняя температура газов в ступени, по формуле 51:

θ' – температура газов на входе в ступень, $\theta' = 656 \text{ }^\circ\text{C}$;

θ'' – температура газов на выходе из ступени, $\theta'' = 370 \text{ }^\circ\text{C}$.

									Лист
									47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.01.2018.893.16 ПЗ

$$\theta_{cp} = 0,5(656 + 370) = 513^{\circ}\text{C}$$

Средняя скорость газов в ступени, по формуле 53:

V_2 – объем газов, $V_2 = 13,693 \text{ м}^3 \text{ газов} / \text{м}^3 \text{ топлива}$.

$$w_2 = \frac{1,775 \cdot 13,693(273 + 533)}{273 \cdot 11,343} = 6,333 \text{ м/с}$$

Коэффициент теплоотдачи конвекцией, по формуле 54:

α_n – номинальный коэффициент теплоотдачи, $\alpha_n = 48 \text{ Вт} / \text{м}^2 \text{ К}$ [ном. 12, 41];

C_z – поправка на количество рядов труб, $C_z = 0,98$ [ном. 12, 41];

C_s – поправка на геометрию пучка, $C_s = 0,97$ [ном. 12, 41];

C_ϕ – поправка физические характеристики потока при изменении температуры и состава, $C_\phi = 1$ [ном. 12, 41].

$$\alpha_k = 48 \cdot 0,98 \cdot 0,97 \cdot 1 = 45,629 \text{ Вт} / \text{м}^2 \text{ К}$$

Определим Среднюю температуру воды, которая рассчитывается по формуле 52:

t' – температура воды на входе в ступень, $t' = 105^{\circ}\text{C}$;

t'' – температура воды на выходе из ступени, $t'' = 223^{\circ}\text{C}$.

$$t_{cp} = 0,5(105 + 223) = 164^{\circ}\text{C}$$

Эффективная толщина излучающего слоя, которая определяется по формуле 49:

s_1 – поперечный шаг труб, $s_1 = 40 \text{ мм}$;

s_2 – продольный шаг труб, $s_2 = 60 \text{ мм}$;

d – внешний диаметр труб, $d = 32 \text{ мм}$.

$$s = 0,9 \cdot 0,038 \left(\frac{4 \cdot 0,04 \cdot 0,06}{0,032^2 \pi} \right) = 0,057 \text{ м}$$

Суммарная поглощательная способность трехатомных газов, по формуле 55:

r_n – суммарная объемная доля трехатомных газов, $r_n = 0,239$.

$$pr_n s = 0,1 \cdot 0,239 \cdot 0,057 = 0,001 \text{ м} \cdot \text{МПа}$$

Суммарная оптическая толщина газового потока, по формуле 72:

					<i>13.03.01.2018.893.16 ПЗ</i>	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

k_z – коэффициент ослабления лучей трехатомными газами, $k_z = 27 \text{ Вт/м}^2\text{К}$ [ном. 3, 41].

$$kps = 27 \cdot 0,239 \cdot 0,1 \cdot 0,057 = 0,037$$

Температура стенки трубы, по формуле 56:

Δt – температурный перепад, $\Delta t = 25^\circ \text{С}$ [41].

$$t_{cm} = 164 + 25 = 189^\circ \text{С}$$

Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке, по формуле 58:

ζ – коэффициент использования конвективного пучка, $\zeta = 1$ [41];

α'_n – коэффициент теплоотдачи излучением газового объема в трубном пучке с учетом объема перед ступенью, $\alpha'_n = 32,2 \text{ Вт/м}^2\text{К}$ [ном. 19, 41].

$$\alpha'_n = \alpha_n \left[1 + A \left(\frac{T_k}{100} \right)^{0,25} \cdot \left(\frac{l_{об}}{l_n} \right)^{0,07} \right] \quad (4.80)$$

где A – коэффициент, зависящий от сжигаемого топлива, для газа $A = 0,3$;

l_n и $l_{об}$ – глубина рассчитываемого пучка и газового объема, $l_n = 4,695 \text{ м}$, $l_{об} = 3,45 \text{ м}$;

T_k – температура газов перед пучком, $T_k = 656^\circ \text{С}$.

$$\alpha'_n = 32,2 \left[1 + 0,3 \left(\frac{656}{100} \right)^{0,25} \cdot \left(\frac{3,45}{4,695} \right)^{0,07} \right] = 43,285 \text{ Вт/м}^2\text{К}$$

$$\alpha_1 = 45,629 + 43,285 = 88,914 \text{ Вт/м}^2\text{К}$$

Коэффициент теплопередачи (4.81):

$$k = \frac{\alpha_1}{1 + \varepsilon \alpha_1} \quad (4.81)$$

где ε – коэффициент загрязнения, $\varepsilon = 0,004$ [41].

$$k = \frac{88,914}{1 + 0,004 \cdot 88,914} = 67,035 \text{ Вт/м}^2\text{К}$$

Наибольшая разница температур, по формуле 75:

					13.03.01.2018.893.16 ПЗ	Лист 49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\Delta t_{\sigma} = 656 - 223 = 433^{\circ}\text{C}$$

Наименьшая разница температур, по формуле 76:

$$\Delta t_{\text{м}} = 370 - 105 = 265^{\circ}\text{C}$$

Температурный напор при противотоке, по формуле 77:

$$\Delta t_{\text{нрп}} = \frac{433 - 265}{\ln\left(\frac{433}{265}\right)} = 342,153^{\circ}\text{C}$$

Тепловосприятиеступени по уравнению теплопередачи, по формуле 58:

$$Q_m = \frac{67,035 \cdot 376,016 \cdot 342,153}{1000 \cdot 1,775} = 4857,775 \text{ кДж/м}^3$$

Расхождение расчетных тепловосприятий, по формуле 61:

$$\Delta Q = \frac{4857,775 - 4916,38}{4857,775} \cdot 100\% = -1,206\%$$

Расхождение не превышает 2%, поэтому считаем расчет законченным.

4.7 Расчет воздухоподогревателя

Воздухоподогреватель – устройство, предназначенное для подогрева воздуха, направляемого в топку котельного агрегата, с целью повышения эффективности горения топлива за счёт теплуходящих газов. Воздухоподогреватель – стальной, трубчатый, одноступенчатый трехблочный, трех-ходовый, выполнен из труб диаметром 40×1,5 мм.

Конструктивные характеристики воздухоподогревателя приведены в таблице 4.10

Таблица 4.10 – Конструктивные характеристики воздухоподогревателя

Величина	Обозначение	Единица	Значение
1	2	3	4
Диаметр труб	$d/d_{\text{вн}}$	мм/мм	40/37
Количество труб в ряду	z_1	шт.	110

Количество рядов труб	z_2	шт.	34
Средняя длина трубы	l	м	3,04
Поперечный шаг труб	s_1	мм	44
Продольный шаг труб	s_2	мм	33
Относительный поперечный шаг труб	s_1/d	-	1,1
Относительный продольный шаг труб	s_2/d	-	0,825
Ширина сечения воздушного канала	a'	м	6,5
Высота сечения воздушного канала	b'	м	3,04

Полная площадь поверхности нагрева (4.82):

$$H = \pi \cdot d \cdot n \sum l \quad (4.82)$$

где n – количество ходов по воздуху, $n=3$.

$$H = \pi \cdot 0,04 \cdot 3 \cdot 3789,87 = 4284,065 \text{ м}^2$$

Площадь сечения для прохода воздуха, по формуле 65:

$$F' = 6,5 \cdot 3,04 = 6,384 \text{ м}^2$$

Определим площадь сечения для прохода газов, который рассчитывается по формуле (4.83):

$$F'' = \pi d^2 z_1 z_2 \quad (4.83)$$

где z_1 – количество труб в ряду, шт;

z_2 – количество рядов труб, шт.

$$F'' = \pi \cdot 0,04^2 \cdot 110 \cdot 34 = 18,79 \text{ м}^2$$

Определим тепловосприятие воздухоподогревателя, которое рассчитывается по формуле (4.84):

$$Q = \left(\beta'' + \frac{\Delta\alpha}{2} \right) (I''_e - I'_e) \quad (4.84)$$

									Лист
									51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.01.2018.893.16 ПЗ

где I'_g – энтальпия воздуха на входе в ступень, $I'_g = 379,541$ кДж/м³ ;
 I''_g – энтальпия воздуха на выходе из ступени, $I''_g = 3255,294$ кДж/м³ ;
 β'' – отношение количества воздуха на выходе из воздухоподогревателя к теоритически необходимому, $\beta'' = 1$.

$$Q = \left(1 + \frac{0,06}{2}\right)(3255,294 - 379,541) = 2962,025 \text{ кДж/м}^3$$

Средняя температура воздуха, по формуле 51:

t' – температура воздуха на входе в ступень, $t' = 30$ °С;

t'' – температура воздуха на выходе из ступени, $t'' = 250$ °С.

$$t_{cp} = 0,5(30 + 250) = 232,5$$
 °С

Определим Энтальпию газов на выходе из ступени, воспользовавшись формулой (4.85):

$$I'' = I' - \frac{Q}{\varphi} + \Delta\alpha I_{nrc}^0 \quad (4.85)$$

где I' – энтальпия газов на входе в ступень, $I' = 7398,402$ кДж/м³ ;

φ – коэффициент сохранения теплоты, $\varphi = 0,987$;

$\Delta\alpha$ – присос холодного воздуха в ступени, $\Delta\alpha = 0,06$;

I_{nrc}^0 – энтальпия присоса воздуха, $I_{nrc}^0 = 379,541$ кДж/м³ .

$$I'' = 7398,402 - \frac{2962,025}{0,987} + 0,06 \cdot 379,541 = 3522,639 \text{ кДж/м}^3$$

По найденной энтальпии определяем $\theta'' = 180$ °С.

Средняя температура газов в ступени, по формуле 51:

θ' – температура газов на входе в ступень, $\theta' = 370$ °С ;

θ'' – температура газов на выходе из ступени, $\theta'' = 180$ °С .

$$\theta_{cp} = 0,5(370 + 180) = 275$$
 °С

Средняя скорость газов в ступени, по формуле 53:

V_2 – объем газов, $V_2 = 14,286$ м³ газа/м³ топлива .

										Лист
										52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.01.2018.893.16 ПЗ

$$w_z = \frac{1,775 \cdot 14,286(273 + 287)}{273 \cdot 18,79} = 20,917 \text{ м/с}$$

Определим Коэффициент теплоотдачи конвекцией, который рассчитывается по формуле (4.86):

$$\alpha_1 = \alpha_n C_{l1} C_{\phi 1} \quad (4.86)$$

где α_n – номинальный коэффициент теплоотдачи, $\alpha_n = 22 \text{ Вт/м}^2\text{К}$ [ном. 14, 41];
 C_{l1} – поправка на относительную длину пучка, $C_{l1} = 0,98$ [ном. 14, 41];
 $C_{\phi 1}$ – поправка физические характеристики потока при изменении температуры и состава, $C_{\phi} = 0,97$ [ном. 14, 41].

$$\alpha_1 = 22 \cdot 0,98 \cdot 0,97 = 20,917 \text{ Вт/м}^2\text{К}$$

Средняя скорость воздуха, по формуле 53:

V_g^0 – теоритический объем воздуха, $V_g^0 = 9,732 \text{ м}^3 \text{ воздуха/м}^3 \text{ топлива}$.

$$w_g = \frac{1,775 \cdot 9,732(273 + 232,5)}{273 \cdot 6,384} = 5,086 \text{ м/с}$$

Коэффициент теплоотдачи от стенок к воздуху, по формуле 54:

α_n – номинальный коэффициент теплоотдачи, $\alpha_n = 25 \text{ Вт/м}^2\text{К}$ [ном. 13, 41];
 C_z – поправка на количество рядов труб, $C_z = 0,97$ [ном. 13, 41];
 C_s – поправка на геометрию пучка, $C_s = 0,98$ [ном. 13, 41];
 C_{ϕ} – поправка физические характеристики потока при изменении температуры и состава, $C_{\phi} = 0,96$ [ном. 13, 41].

$$\alpha_2 = 25 \cdot 0,97 \cdot 0,98 \cdot 0,96 = 22,814 \text{ Вт/м}^2\text{К}$$

Коэффициент теплопередачи (4.87):

$$k = \frac{\xi_{gn} \alpha_1 \alpha_2}{\alpha_1 + \alpha_2} \quad (4.87)$$

где ξ_{gn} – коэффициент использования воздухоподогревателя, $\xi_{gn} = 0,85$ [41].

$$k = \frac{0,85 \cdot 20,917 \cdot 22,814}{20,917 + 22,814} = 9,275 \text{ Вт/м}^2\text{К}$$

									Лист
									53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.01.2018.893.16 ПЗ

Наибольшая разница температур, по формуле 75:

$$\Delta t_{\delta} = 180 - 30 = 150^{\circ} \text{C}$$

Наименьшая разница температур, по формуле 76:

$$\Delta t_{\text{м}} = 370 - 250 = 120^{\circ} \text{C}$$

Температурный напор при противотоке, по формуле 77:

$$\Delta t_{\text{нрт}} = \frac{150 - 120}{\ln\left(\frac{150}{120}\right)} = 134,443^{\circ} \text{C}$$

Полный перепад температур газового потока, по формуле 78:

$$\tau_{\delta} = 250 - 30 = 220^{\circ} \text{C}$$

Полный перепад температур потока воздуха, по формуле 79:

$$\tau_{\text{м}} = 370 - 180 = 190^{\circ} \text{C}$$

Вспомогательный параметр P, по формуле 80:

$$P = \frac{190}{370 - 30} = 0,559$$

Вспомогательный параметр R, по формуле 81:

$$R = \frac{220}{190} = 1,158$$

Температурный перепад, по формуле 82:

ψ – коэффициент перехода к сложной схеме, $\psi = 0,99$ [ном. 29, 41].

$$\Delta t = 0,99 \cdot 134,443 = 133,098^{\circ} \text{C}$$

Тепловосприимчивости по уравнению теплопередачи, по формуле 58:

$$Q_m = \frac{9,275 \cdot 4284,065 \cdot 133,098}{1000 \cdot 1,775} = 2978,738 \text{кДж/м}^3$$

									Лист
									54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.01.2018.893.16 ПЗ

Расхождение расчетных тепловосприятий, по формуле 61:

$$\Delta Q = \frac{2978,738 - 2962,025}{2978,738} \cdot 100\% = 0,561\%$$

Расхождение не превышает 2%, поэтому считаем расчет завершенным.

Невязка

Невязка – разность между значением функции, вычисленным по результатам измерений, и истинным ее значением, возникающая вследствие неизбежных погрешностей измерений.

Расчетная невязка теплового баланса (4.88):

$$\Delta Q = [Q_p^p \eta - (Q_l^m + Q_m^\phi + Q_m^{nn1} + Q_m^{nn2} + Q_m^{эк})] \quad (4.88)$$

$$\Delta Q = [36700 \cdot 0,92239 - (20831,05 + 2098,07 + 2164,066 + 4065,121 + 4857,775)] = -164,403 \text{ кДж/м}^3$$

Невязка (4.89):

$$X = \frac{\Delta Q}{Q_p^p} \cdot 100\% \quad (4.89)$$

$$X = \frac{-164,403}{36700} \cdot 100\% = -0,448\%$$

Невязка не превысила 0,5% – считаем расчет завершенным.

4.9 Расчет тепловой схемы котельной

Блок технологического потребления пара:

В редуционно-охладительную установку поступает пар с давлением 4 МПа, в количестве $D_{mex} = 200 \text{ т/ч} = 55,556 \text{ кг/с}$, давление пара в РОУ снижается путем дросселирования до давления 1 МПа. На выходе из РОУ пар в количестве $D_k^{1,0}$ поступает в паровой коллектор, большая его часть поступает на технологические нужды D_{mex} (без возврата конденсата) остальная часть поступает на собственные нужды $D_{сн}$ и потери в схеме которые необходимо компенсировать $D^{ном}$:

Расход возврата конденсата (4.93), (4.94):

$$G_{mex} = D_{mex} \cdot \mu, \quad (4.93)$$

									Лист
									55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.01.2018.893.16 ПЗ

$$G_{mex} = 55,556 \cdot 0 = 0 \text{ кг/с.}$$

$$G_{mex}^{nomerb} = D_{mex} \cdot (1-\mu), \quad (4.94)$$

$$G_{mex}^{nomerb} = 55,556 \cdot (1-0) = 55,556 \text{ кг/с.}$$

Потери пара в тепловой схеме котельной (4.95):

$$D^{nom} = D_{mex} \cdot 0,02 \quad (4.95)$$

$$D^{nom} = 55,556 \cdot 0,02 = 1,111 \text{ кг/с}$$

Расход пара на собственные нужды (4.96):

$$D_{ch} = D_{mex} \cdot 0,1 \quad (4.96)$$

$$D_{ch} = 55,556 \cdot 0,1 = 5,556 \text{ кг/с}$$

Паропроизводительность РОУ (4.97):

$$D_{\kappa}^{1,0} = D_{mex} + D^{nom} + D_{ch} \quad (4.97)$$

$$D_{\kappa}^{1,0} = 55,556 + 1,111 + 5,556 = 62,222 \text{ кг/с}$$

Потери пара и конденсата без учета выпара и потерь из сепаратора (4.98):

$$\sum (G+D)_{\text{пот}} = G_{mex}^{nomerb} + D^{nom} \quad (4.98)$$

$$\sum (G + D)_{\text{ном}} = 55,556 + 1,111 = 56,667 \text{ кг/с}$$

Значения энтальпий пара:

$i''_{4,0} = 2980$ кДж/кг – энтальпия насыщенного пара при давлении $p = 4$ МПа;

$i''_{1,0} = 2820$ кДж/кг – энтальпия насыщенного пара при давлении $p = 1$ МПа;

$i''_{0,15} = 2693,9$ кДж/кг – энтальпия насыщенного пара при давлении $p = 0,15$ МПа (давление пара после сепаратора непрерывной продувки).

Значения энтальпий конденсата и воды:

$i_{nb} = 376,9$ кДж/кг – энтальпия питательной воды;

$i_{mex} = 334,9$ кДж/кг – энтальпия конденсата;

$i_{\delta}' = 419$ кДж/кг – энтальпия конденсата после деаэратора;

$i_{0,15}' = 467$ кДж/кг – энтальпия конденсата при давлении пара после СНП;

$i_{nb}(20) = 83,8$ кДж/кг – энтальпия питательной воды при $t = 20^{\circ}\text{C}$;

$i_{kv}' = 830$ кДж/кг – энтальпия воды.

										Лист
										56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.893.16 ПЗ					

Расход питательной воды на РОУ (4.99):

$$G_{POY} = \frac{D_k^{1,0} \cdot (i_{4,0}'' - i_{1,0}'')}{i_{4,0}'' - i_{нв}} \quad (4.99)$$

$$G_{POY} = \frac{62,222 \cdot (2980 - 2820)}{2980 - 376,9} = 3,824 \text{ кг/с}$$

Блок котельного агрегата:

Котельный агрегат вырабатывает пар, который направляется в РОУ, котловая вода поступает в сепаратор непрерывной продувки. Расход продувочной воды рассчитывается из условий поддержания солевого состава котельной воды. В СНП котловая вода, содержащая соли шлам вскипает и разделяется на пар вторичного вскипания $D_c^{0,15}$ и остаточную воду $G_{снп}$

Рассчитаем паропроизводительность котельного агрегата (4.100):

$$D_k^{4,0} = D_k^{1,0} - G_{поу}, \quad (4.100)$$

$$D_k^{4,0} = 62,222 - 3,824 = 58,398 \text{ кг/с}$$

Определим расход продувки воды (4.101):

$$G_{np} = \frac{P_{np} \cdot D_k^{4,0}}{100}, \quad (4.101)$$

где P_{np} – процент продувки, из теплового расчета котла $P_{np} = 3 \%$.

$$G_{np} = \frac{3 \cdot 58,398}{100} = 1,752 \text{ кг/с}$$

Расход пара вторичного вскипания при $P=0,15$ (4.102)

$$D_c^{0,15} = \frac{G_{np} \cdot (i_{кв}' - i_{0,15}')}{i_{0,15}'' - i_{0,15}'} \quad (4.102)$$

$$D_c^{0,15} = \frac{1,752 \cdot (852 - 467,9)}{2693,9 - 467,9} = 0,302 \text{ кг/с}$$

Определим расход, загрязненной воды из сепаратора (4.103):

									Лист
									57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.01.2018.893.16 ПЗ

$$G_{сип} = G_{np} - D_c^{0,15}, \quad (4.103)$$

$$G_{сип} = 1,752 - 0,302 = 1,45 \text{ кг/с.}$$

Расход воды из деаэратора (4.104):

$$G_{\delta} = G_{np} + D_k^{1,0}, \quad (4.104)$$

$$G_{\delta} = 1,752 + 62,222 = 63,974 \text{ кг/с.}$$

Расход из деаэратора выпара (4.105):

$$D_{вып} = G_{\delta} \cdot d, \quad (4.105)$$

где d – процент выпара из деаэратора, $d = 0,2 \%$.

$$D_{вып} = 63,974 \cdot 0,002 = 0,128 \text{ кг/с.}$$

Рассчитаем суммарные потери пара и конденсата с учетом потерь с выпаром и водой из сепаратора (4.106):

$$G_{nom} = D_{nom} + G_{nom}^{mex} + D_{вып} + G_{сип}, \quad (4.106)$$

$$G_{nom} = 1,111 + 55,556 + 0,128 + 0,302 = 58,116 \text{ кг/с.}$$

Сумма всех потерь теплоносителя на источник теплоты и у потребителя (4.107):

$$G_{xво} = G_{nom} = 58,116 \text{ кг/с}$$

$$G_{усх} = 1,15 \cdot G_{xво}, \quad (4.107)$$

$$G_{усх} = 1,15 \cdot 58,116 = 66,834 \text{ кг/с.}$$

Блок водоподготовки:

Исходная вода нагревается в ТО2 паром в количестве D_2 , затем вода поступает в ТОЗ – охладитель выпара.

Расход пара на подогреватель исходной воды ТОН₂ (4.108):

$$D_2 = \frac{G_{усх} \cdot (i'_{22} - i'_{21})}{i''_{1,0} - i'_k}, \quad (4.108)$$

i'_{22} – энтальпия пара на выходе из 2 подогревателя, при 70°C , $i'_{22} = 289 \text{ кДж/кг}$;

									Лист
									58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.01.2018.893.16 ПЗ

i_{12} - энтальпия пара на входе в ТО2 (4.109).

$$i_{12} = i_{нв} - (i'_D - i'_K) \frac{G_{CHП}}{G_{ucx}}, \quad (4.109)$$

$$i'_K(40^\circ\text{C}) = 167,6 \text{ кДж/кг}$$

$$i_{12} = 83,8 - (419 - 167,6) \frac{0,302}{66,834} = 90,3 \text{ кДж/кг}$$

$$i_{12} = i_{21}$$

$$D_2 = \frac{66,834 \cdot (852 - 467,9)}{2693,9 - 467,9} = 4,636 \text{ кг/с}$$

Составим материальный баланс для деаэратора (4.110), (4.111), (4.112):

$$G_\partial + D_{\text{вып}} = G_{\text{хво}} + G_K + D_\partial + D_c^{0,15} \quad (4.110)$$

$$G_K = G_{\text{мех}} + D_2 \quad (4.111)$$

$$G_\partial = G_{нв} + G_{\text{POY}} = D_K^{1,0} + G_{\text{пр}} \quad (4.112)$$

Подставим выражение (4.111) в выражение (4.110)

Умножим каждое слагаемое выражения (4.111) на соответствующее значение энтальпии (4.113):

$$D_D = \frac{G_D \cdot i'_D + D_{\text{вып}} \cdot i''_D - G_{\text{ХВО}} \cdot i_{32} - D_c^{0,15} \cdot i''_c - G_{\text{ТЕХ}} \cdot i_{\text{ТЕХ}} - D_2 \cdot i'_K}{i''_{1,0}}, \quad (4.113)$$

Рассчитаем недостающие элементы выражения (4.114):

$$i_{32} = i_{22} + (i''_D - i'_K) \frac{G_{\text{ВЫП}}}{G_{\text{ХВО}}}, \quad (4.114)$$

$i''_D = 2676 \text{ кДж/кг}$ – энтальпия пара при давлении $P=0,12 \text{ МПа}$.

$$i_{32} = 289 + (2676 - 334,9) \frac{0,302}{58,116} = 293,711 \text{ кДж/кг}$$

										Лист
										59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.01.2018.893.16 ПЗ

$$D_D = \frac{63,974 \cdot 419 + 0,128 \cdot 2676 - 58,116 \cdot 293,711 - 0,302 \cdot 2693,9 - 4,636 \cdot 334,9}{2820} =$$

$$= 3,836 \text{ кг/с}$$

Определим расход пара на собственные нужды, который рассчитывается по формуле (4.115):

$$D_{CH}^p = D_D + D_2 \quad (4.115)$$

$$D_{CH}^p = 3,836 + 4,636 = 8,472 \text{ кг/с}$$

$$D_{к1,0}^p = D_{mex} + D_{CH}^p + D_{nom} \quad (4.116)$$

$$D_{к1,0}^p = 55,556 + 8,472 + 1,111 = 65,138 \text{ кг/с}$$

Посчитаем погрешность (4.117):

$$\Delta = \frac{D_{к}^{1,0} - D_{к1,0}^p}{D_{к}^{1,0}}, \quad (4.117)$$

$$\Delta = \frac{62,222 - 65,138}{62,222} = -0,045$$

Так как погрешность превышает 2%, производим пересчет.

Зададимся $D_{к}^{1,0} = D_{к1,0}^p = 65,138 \text{ кг/с}$, тогда по формуле 96:

$$D_{CH} = 6,48 - 0,122 - 4,88 = 1,478 \text{ кг/с.}$$

Рассчитаем потери пара и конденсата без учета выпара и потерь из сепаратора по формуле 98:

$$\Sigma (G+D)_{nom} = 55,556 + 1,111 = 56,667 \text{ кг/с.}$$

Расход питательной воды на РОУ по формуле 99:

$$G_{POY} = \frac{65,138 \cdot (2980 - 2820)}{2980 - 376,9} = 4,004 \text{ кг/с.}$$

Рассчитаем паропроизводительность котельного агрегата по формуле 100:

$$D_{к}^{4,0} = 65,138 - 3,945 = 61,135 \text{ кг/с.}$$

Определим расход продувки воды по формуле 101:

										Лист
										60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.01.2018.893.16 ПЗ

$$G_{np} = \frac{3 \cdot 61,135}{100} = 1,834 \text{ кг/с.}$$

Расход паравторичного вскипания при $P=0,15$ по формуле 102:

$$D_c^{0,15} = \frac{1,834 \cdot (852 - 467,9)}{2693,9 - 467,9} = 0,316 \text{ кг/с.}$$

Определим расход, загрязненной воды из сепаратора по формуле 103:

$$G_{сшп} = 1,834 - 0,316 = 1,518 \text{ кг/с.}$$

Расход воды из деаэрата по формуле 104:

$$G_{\partial} = 1,834 + 65,138 = 66,972 \text{ кг/с.}$$

Расход из деаэрата выпара по формуле 13:

$$D_{вып} = 66,972 \cdot 0,002 = 0,134 \text{ кг/с.}$$

Рассчитаем суммарные потери пара и конденсата с учетом потерь с выпаром и водой из сепаратора по формуле 105:

$$G_{ном} = 1,111 + 55,556 + 0,134 + 1,518 = 58,184 \text{ кг/с.}$$

Сумма всех потерь теплоносителя на источник теплоты и у потребителя по формуле 107:

$$G_{хво} = G_{ном} = 58,184 \text{ кг/с;}$$

$$G_{исх} = 1,15 \cdot G_{хво}$$

$$G_{исх} = 1,15 \cdot 58,184 = 66,912 \text{ кг/с.}$$

Расход пара на подогреватель исходной воды ТОН₂ по формуле 108:

i_{12} - энтальпия пара на входе в ТО2, по формуле 109:

$$i_{12} = 83,8 - (419 - 167,6) \frac{1,518}{66,912} = 90,611 \text{ кДж/кг;}$$

$$D_2 = \frac{66,912 \cdot (852 - 467,9)}{2693,9 - 467,9} = 4,255 \text{ кг/с.}$$

										Лист
										61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.01.2018.893.16 ПЗ

Расход пара на деаэратор по формуле 113:

Энтальпия воды на выходе из охладителя выпара, по формуле 114:

$$i_{32} = 289 + (2676 - 334,9) \frac{0,134}{58,184} = 291,831 \text{ кДж/кг.}$$

$$D_{\text{д}} = \frac{66,972 \cdot 419 + 0,134 \cdot 2676 - 58,184 \cdot 293,711 - 0,316 \cdot 2693,9 - 4,255 \cdot 334,9}{2820} =$$
$$= 4,26 \text{ кг/с.}$$

Расход пара на собственные нужды по формуле 115:

$$D_{\text{от}}^{\text{п}} = 4,255 + 4,26 = 8,903 \text{ кг/с.}$$

$$D_{\text{к}1,0}^{\text{п}} = 55,556 + 1,111 + 8,903 = 65,569 \text{ кг/с.}$$

Посчитаем погрешность по формуле 117:

$$\Delta = \frac{D_{\text{к}}^{1,0} - D_{\text{к}1,0}^{\text{п}}}{D_{\text{к}}^{0,6}}$$

$$\Delta = \frac{65,138 - 65,569}{65,138} = -0,007$$

Погрешность меньше 2%, расчет закончен.

									Лист
									62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.01.2018.893.16 ПЗ

5 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

Современное развитие энергетики характеризуется значительно возросшей стоимостью энергоносителей и всех видов природных ресурсов, а также постоянно ужесточающимися требованиями охраны окружающей среды от воздействия теплогенерирующих установок и промышленных предприятий. Совершенствование энерготехнологии, энергосбережение, экономия топлива и других природных ресурсов, охрана окружающей среды являются приоритетными направлениями развития фундаментальных исследований в области энергетики. Рост цен на электричество приводит также к подорожанию продуктов, которые производят промышленные предприятия, так как себестоимость конечного продукта включает в себя и расходы на энергопотребление производителя. Доля таких затрат в себестоимости продукции выше, чем аналогичный показатель в других странах, что приводит к низкой конкурентной способности отечественных продуктов и оборудования на мировом рынке.

Современное развитие энергетики характеризуется значительно возросшей стоимостью энергоносителей и всех видов природных ресурсов, а также постоянно ужесточающимися требованиями охраны окружающей среды от воздействия теплогенерирующих установок и промышленных предприятий. Совершенствование энерготехнологии, энергосбережение, экономия топлива и других природных ресурсов, охрана окружающей среды являются приоритетными направлениями развития фундаментальных исследований в области энергетики. Рост цен на электричество приводит также к подорожанию продуктов, которые производят промышленные предприятия, так как себестоимость конечного продукта включает в себя и расходы на энергопотребление производителя. Доля таких затрат в себестоимости продукции выше, чем аналогичный показатель в других странах, что приводит к низкой конкурентной способности отечественных продуктов и оборудования на мировом рынке.

Энергосберегающая политика государства осуществляется на основе реализации федеральных и межрегиональных программ в области энергосбережения путем [10]:

- стимулирования производства и использования топливо- и энергосберегающего оборудования;
- организации учета расхода энергетических ресурсов, а также контроля за их расходом;
- осуществления государственного надзора за эффективным использованием энергетических ресурсов;
- проведения энергетических обследований организаций;
- проведения энергетической экспертизы проектной документации для строительства;
- реализации демонстрационных проектов высокой энергетической эффективности;
- реализации экономических, информационных, образовательных и других направлений деятельности в области энергосбережения.

					<i>13.03.01.2018.893.16 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
						<i>63</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Законодательство Российской Федерации об энергосбережении состоит из[4]:

Федерального закона и принимаемых в соответствии с ним других федеральных законов, иных нормативных правовых актов Российской Федерации, а также законов и иных нормативных правовых актов субъектов Российской Федерации по вопросам энергосбережения, принимаемых в соответствии с договорами по разграничению предметов ведения и полномочий между органами государственной власти Российской Федерации и органами государственной власти субъектов Российской Федерации.

Объектом государственного регулирования в области энергосбережения являются отношения, возникающие в процессе деятельности, направленной на[4]:

- эффективное использование энергетических ресурсов при их добыче,
- производстве, переработке, транспортировке, хранении и потреблении;
- осуществление государственного надзора за эффективным использованием энергетических ресурсов;
- развитие добычи и производства альтернативных видов топлива, способных заменить энергетические ресурсы более дорогих и дефицитных видов;
- создание и использование энергоэффективных технологий, топливо-, энергопотребляющего и диагностического оборудования, конструкционных и изоляционных материалов, приборов для учета расхода энергетических ресурсов и для контроля за их использованием, систем автоматизированного управления энергопотреблением;
- обеспечение точности, достоверности и единства измерения в части учета отпускаемых и потребляемых энергетических ресурсов.

Энергосберегающая политика государства основана на следующих принципах:

- приоритет эффективного использования энергетических ресурсов;
- осуществление государственного надзора за эффективным использованием энергетических ресурсов;
- обязательность учета юридическими лицами производимых или расходуемых ими энергетических ресурсов, а также учета физическими лицами получаемых ими энергетических ресурсов;
- включение в государственные стандарты на оборудование, материалы и конструкции, транспортные средства показателей их энергоэффективности;
- сертификация топливо-, энергопотребляющего, энергосберегающего и диагностического оборудования, материалов, конструкций, транспортных средств, а также энергетических ресурсов;
- сочетание интересов потребителей, поставщиков и производителей энергетических ресурсов;
- заинтересованность юридических лиц – производителей и поставщиков энергетических ресурсов в эффективном использовании энергетических ресурсов.

При эксплуатации котельного агрегата с увеличением его срока службы снижается КПД. Изначальный КПД котла составляет 90÷96% [35]. Причинами тому являются потери теплоты в атмосферу через стенки котла – до 1% [35],

									Лист
									64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.01.2018.893.16 ПЗ

потери теплоты сухооащими в атмосферу дымовыми газами (продукты сгорания топлива), достигающими 3÷8% (температура выбросов дымовых газов 100...160°C) в зависимости от полноты утилизации тепла в зоне конвекции котла[39], потери теплоты через постоянную продувку котла 1÷3%[35]. Поопыту длительной эксплуатации старых котлов (более 20 лет) установлено, что КПД меняется в сторонуегоснижения. Причин снижения КПД котлов несколько, они вызваны следующими факторами.

Эксплуатация старой футеровки. Снижение КПД на 1-2%[39], в процессе длительной эксплуатации старой кирпичной огнеупорной футеровки в топке котла и тяжелых марок бетона в зоне конвекции происходит ее растрескивание и разрушение. Горячие дымовые газы через дефекты в футеровке контактируют с наружной стенкой котла, ее температура поднимается от проектных значений до 70...100°C. Ремонт или замена старой футеровки на новую с применением современных эффективных огнеупорных материалов является логичным шагом в техническом перевооружении котла.

Снижениестепени утилизации тепла дымовых газов (снижение КПД до 2%)[39]. В процессе эксплуатации котла происходит загрязнение поверхности змеевиков, расположенных в зоне конвекции продуктамиразрушения огнеупорной футеровки, сажей от химического недожога топлива на горелках. В рядеслучаев производится отключениеотдельных трубок змеевиков вследствие выявленных дефектов (брак при изготовлении, перегрев труб змеевиков при пусках и остановах, низкая квалификация персонала и т.п.). Увеличение температуры дымовых газов на 25-30°Cот номинального значения снижает КПД котла на 1%[39]. В отдельных случаях, когда загрязнения змеевиков очень велики или поверхность теплообмена в зоне конвекции значительноуменьшена, потери топлива в котле могут достигать более 3 %.

Эксплуатация старых горелок (снижениеКПД на 1÷3%)[35]. Сегодня в миресуществует большая линейка эффеетивных горелок для котлов с разными видами топлива.

Старые котловые горелки имеют ряд недостатков и низкую эффективность:

- работа при повышенном давлении газасувеличенным факелом;
- химический недожог топлива и, перерасход топлива при эксплуатации котла;
- низкий уровень регулирования подачи воздуха для эффективногосжигания топлива;
- высокая эмиссия NO_x и CO, высокий уровень загрязнения атмосферы;
- необходимость очистки дымовых газов от NO_x досовременных нормативных требований;
- высокий уровень шума;
- старыесистемы розжига и контроля наличия пламени;
- плохой доступ для ремонта и сервисногообслуживания.

Преимущества новых эффективных горелок:

- улучшенное распределение топлива, формированиеустойчивого факела, отсутствие рискаотрыва пламени при пуске и нормальной эксплуатации;

- современная надежная система розжига и контроля пламени горелки;
- тонкая регулировка подачи первичного и вторичного воздуха, достигается полное сжигание топлива;
- низкая эмиссия NO_x , отсутствует необходимость в очистке дымовых газов, отсутствие CO ;
- отсутствие риска перегрева амбразуры горелки и ее разрушения;
- быстрокупаемые затраты при замене старых горелок (2-3 года), экономия топлива до 2-3%.

Увеличенная постоянная продувка котла (снижение КПД на 1-3%)[35]. В процессе эксплуатации котла из-за нарушений водно-химического режима, наличия человеческого фактора происходит неконтролируемо увеличение расхода постоянной продувки. Регулирование расхода постоянной продувки отечественных котлов происходит, как правило, ручной запорной арматурой, иногда устанавливается ограничительная шайба, в некоторых случаях регулирование осуществляется регулирующим клапаном и очень редко линия оборудована расходомером. Эксплуатационный персонал определяет расход постоянной продувки по разнице расходов питательной воды на входе в котел и расходу пара на выходе из котла. Увеличение расхода постоянной продувки на 1% приводит к потерям топлива в 0,3%[35]. Так же постоянная и периодическая продувка котла производится в бак вторичного вскипания (сепаратор продувки), охлаждается оборотной водой в холодильнике до температуры не более 90°C и сбрасывается в систему химзагрязненной канализации из которой поступает на очистные сооружения. Чем выше процент продувки, тем больше стоков у предприятия, тем выше эксплуатационные затраты всей технологической цепочки: водоподготовка – котел – очистные сооружения.

В процессе эксплуатации котла очень важен человеческий фактор, направленный как на безопасную эксплуатацию котла, так и на его эффективную работу. Эффективность работы котла достигается наличием эффективного оборудования (новые горелки, новые газоанализаторы, новые котловые змеевики). Поддержание оптимального разрежения, эффективная регулировка горения топлива и эффективная котловая продувка помогают оператору эксплуатировать котел с наивысшим КПД.

6 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ

Атмосферный воздух незаменимая часть окружающей среды, так как он является жизненно необходимым. Загрязнение окружающего воздуха негативно влияет на здоровье человека и на состояние природной среды.

Объекты на которых сжигается топливо такие как: ТЭС, ТЭЦ, котельные – оказывают серьезное влияние на состояние воздушного бассейна в районе их расположения. В процессе полного сгорания топлива в дымовых газах образуются углекислый газ CO_2 , водяные пары H_2O , азот N_2 , окислы серы SO_2 (сернистый ангидрид), SO_3 (серный ангидрид) и зола [37]. Из них к числу токсичных относятся окислы серы SO_2 и SO_3 и зола. Природный газ, сжигаемый в котельной ОАО «ЧТЗ УРАЛТРАК», является беззольным топливом, но имеет более высокую температуру горения. При высоких температурах в ядре факела топков котлов большой мощности происходит частичное окисление азота, содержащегося в воздухе и топливе. Образуются окислы азота NO (окись азота) и NO_2 (диоксид азота).

При неполном сгорании топлива в топках могут образовываться окись углерода CO , углеводороды CH_4 , C_2H_4 и другие, а также канцерогенные вещества [5]. Продукты неполного сгорания топлива являются вредными компонентами так же их наличие указывает на несовершенство использования оборудования и ухудшает показатели оборудования.

Образование окислов азота в топках происходит главным образом в результате окисления азота воздуха при высоких температурах, а также при разложении и окислении азотсодержащих соединений, входящих в состав топлива. В дымовых газах котлово окислы азота обычно состоят на 95 -99% из окиси азота NO и лишь на 1-5% из диоксида азота NO_2 [37].

Образование окислов азота в топках зависит от конструктивного оформления и расположения горелочных устройств, их мощности, тепловой нагрузки на ярус горелок, типа топлива, тепловой мощности топки, скорости охлаждения газов и других показателей [45].

Расчет выбросов окислов азота

В котельной ОАО «ЧТЗ УРАЛТРАК» после модернизации будут расположены два котла Е-75-40 и один котел Е-50-14.

В топочной камере образуется в основном окись азота (более 95%). Образование диоксида азота NO_2 за счет окисления NO происходит при низких температурах и требует значительного времени [45]. Выброс окислов азота, рассчитывается по NO_2 (6.1).

$$M_{\text{NO}_2} = 0,034 \cdot 10^{-3} \cdot \beta_1 \cdot k \cdot B \cdot Q_n^p \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) (1 - \beta_2 \cdot r) \beta_3, \quad (6.1)$$

									Лист
									67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.01.2018.893.16 ПЗ

где β_1 – безразмерный поправочный коэффициент, учитывающий влияние на выход окислов азота качества сжигаемого топлива и способа шлакоудаления; для природного газа $\beta_1=0,85$ [53, табл. 1.4];

β_2 – коэффициент, характеризующий эффективность воздействия рециркулирующих газов в зависимости от условий подачи их в топку, $\beta_2=0$;

r – степень рециркуляции дымовых газов в процентах расхода дутьевого воздуха, $r=0$;

β_3 – коэффициент, учитывающий конструкцию горелок; $\beta_3=1$ для вихревых горелок;

q_4 – потери теплоты от механической неполноты сгорания топлива, $q_4=0$;

Q_n^p – низшая теплота сгорания топлива МДж/м³, $Q_n^p = 36,7$ МДж/м³.

B – суммарный расход топлива для котлов, $B = 4,9$ м³/с = 4900 л/с;

k – коэффициент, характеризующий выход окислов азота на 1 тыс. м³ сожженного условного топлива. Для котлов паропроизводительностью более 70 т/ч (6.2):

$$k = \frac{12D_\phi}{200 + D_n}, \quad (6.2)$$

где D_ϕ – номинальная паропроизводительность котла, $D_\phi = 75$ т/ч.

$$k = \frac{12 \cdot 75}{200 + 75} = 3,27 \text{ кг/ тыс. м}^3.$$

$$M_{\text{NO}_2} = 0,034 \cdot 10^{-3} \cdot 0,85 \cdot 3,27 \cdot 4900 \cdot 36,7 = 16,994 \text{ г/с.}$$

Общий объем продуктов сгорания топлива в устье трубы для котлов (6.3):

$$V_1 = V_2 \cdot B, \quad (6.3)$$

где, V_2 – объем продуктов сгорания на 1 м³ топлива, $V_2 = 12,406$ м³ газа/м³ топл.

$$V_1 = 12,406 \cdot 4,9 = 60,789 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Поверочный расчет дымовой трубы

Основным методом снижения концентрации выбросов на уровне земли является рассеивание их через высокие дымовые трубы. Из дымовых труб поток газов выбрасывается в высокие слои атмосферы, перемешивается с воздухом,

										Лист
										68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.01.2018.893.16 ПЗ

засчет чего концентрация вредных веществ на уровне дыхания снижается до нормативного значения.

Высота дымовой трубы котельной ОАО «ЧТЗ УРАЛТРАК» $H = 90$ м и диаметр $D = 3$ м.

При расчете рассеивания выбросов максимальная концентрация вредного вещества в приземном слое C_m не должна превосходить ПДК рабочей зоны этого вещества в атмосферном воздухе, $C_m < \text{ПДК}$. Для двуокиси азота ПДК рабочей зоны составляет 2 мг/м^3 [26]

Максимальная приземная концентрация окислов азотосодержащихся в дымовых газах определяется по формуле (6.4):

$$C_m = \frac{A \cdot M \cdot F \cdot m \cdot n}{H^2 \sqrt[3]{V_1 \cdot \Delta T}}, \quad (6.4)$$

где ΔT – разность температур выбрасываемых газов и атмосферного воздуха;

T_d – температура дымовых газов, $T_d = 140^\circ\text{C}$,

T_g – температура воздуха, $T_g = 30^\circ\text{C}$,

$$\Delta T = T_d - T_g = 140 - 30 = 110^\circ\text{C};$$

H – высота дымовой трубы, $H = 90$ м;

V_1 – объем продуктов сгорания топлива, $V_1 = 60,789 \text{ м}^3/\text{с}$;

M – расход выбрасываемого в атмосферу вещества, $M = 16,994 \text{ г/с}$.

A – коэффициент, учитывающий рассеивающие свойства атмосферы при неблагоприятных метеорологических условиях, для европейской территории России и Урала севернее 52° с. ш. , $A = 160$, [45, табл. 3.2];

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

m и n – коэффициенты, учитывающие подъем факела над трубой. Значения этих коэффициентов определяются по вспомогательным величинам (6.5), (6.6):

$$f = \frac{10^3 \cdot w_0^2 \cdot D_0}{H^2 \cdot \Delta T}, \quad (6.5)$$

$$v_m = 0,65 \sqrt[3]{\frac{V_1 \cdot \Delta T}{H}}, \quad (6.6)$$

где D_0 – диаметр устья источника выброса, $D_0 = 3$ м;

w_0 – средняя скорость выхода газовой смеси из устья источника выброса, рассчитывается по формуле (6.7):

										Лист
										69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.01.2018.893.16 ПЗ

$$w_o = \frac{4 \cdot V_1}{\pi \cdot D_o^2}, \quad (6.7)$$

$$w_o = \frac{4 \cdot 60,789}{\pi \cdot 3^2} = 8,6 \text{ м/с};$$

$$f = \frac{10^3 \cdot 8,6^2 \cdot 3}{90^2 \cdot 110} = 0,25;$$

$$v_m = 0,65 \sqrt[3]{\frac{60,789 \cdot 110}{30}} = 3,94 \text{ м/с}.$$

Коэффициенты тип рассчитываются:
при $f < 100$ (6.8):

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1\sqrt{f} + 0,34\sqrt[3]{f}}; \quad (6.8)$$

при $v_m \geq 2$, $n = 1$;

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1\sqrt{0,25} + 0,34\sqrt[3]{0,25}} = 1,07$$

$$C_m = \frac{160 \cdot 16,994 \cdot 1 \cdot 1,07 \cdot 1}{30^2 \sqrt[3]{60,789 \cdot 110}} = 0,17 \text{ мг/м}^3.$$

Имеющаяся дымовая труба обеспечивает содержание окислов азота в дымовых газах не превышает ПДК рабочей зоны, при условии, что расчеты были произведены без учета фоновой концентрации C_ϕ . Под фоновой концентрацией для отдельного источника загрязнения атмосферы понимается загрязнение атмосферы, созданное другими источниками, исключая данный.

									Лист
									70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.01.2018.893.16 ПЗ

7 АВТОМАТИЗАЦИЯ – ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ, ЗАЩИТА, АВТОМАТИКА

Отопительные и отопительно-производственные котельные являются наиболее насыщенными по количеству контрольно-измерительных приборов и комплексных систем автоматики на единицу площади. Несмотря на активную автоматизацию и снижение участия человека в работе АСУ ТП котельных, ремонт и обслуживание КИПиА, специалистами соответствующих служб и участков, остаются неизменным элементом производственного процесса выработки тепла и пара.

Основные требования к автоматизации отопительных котельных предусматривают обеспечение их безопасной эксплуатации и рациональное регулирование расхода энергоресурсов.

Показателем совершенства применяемых систем автоматизации является их самоконтроль, т.е. подача сигнала об аварийном выключении котельной или одного из котлов и автоматическая фиксация причины, вызвавшей аварийное отключение, возможность автоматического выбора режима работы в зависимости от внешних факторов (температура наружного воздуха, паропотребление и т. п.), автоматическое восстановление работы после останова и т. п.

Некоторые из серийно выпускаемых систем автоматики позволяют осуществлять полуавтоматический пуск и останов котлоагрегатов, работающих на газовом и жидком топливе. Одна из особенностей систем автоматизации газифицированных котельных — полный контроль за безопасностью работы оборудования и агрегатов. Система специальных защитных блокировок должна обеспечить отключение подачи топлива при:

- нарушении нормальной последовательности пусковых операций;
- отключении дутьевых вентиляторов;
- понижении (повышении) давления газа ниже (выше) допустимого предела;
- нарушении тяги в топке котла (отключении дымососов);
- срывах и погасании факела;
- аварийном отклонении уровня воды в барабане котла;
- и в других случаях отклонения параметров работы котлоагрегатов от нормы.

Надежность защиты в значительной мере определяется количеством, схемой включения и надежностью используемых в ней приборов [31]. По своему действию защита подразделяется на действующие, на останов парогенератора; снижение нагрузки парогенератора; выполняющие локальные операции.

Согласно вышеперечисленного автоматизация работы парового котла должна осуществляться последующим параметрам [31]:

- Поддержание постоянного давления пара;
- Поддержание постоянной температуры пара;
- Поддержание постоянного уровня воды в котле;
- Поддержание соотношения «газ – воздух»;

										Лист
										71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.01.2018.893.16 ПЗ

Поддержание разрежения в топочной камере.

Для измерения уровня воды в верхнем барабане используются уровнемеры радиоволнового взрывозащищенного исполнения РДУЗ-40 предназначенные для бесконтактного непрерывного измерения уровня жидкости в стационарных объектах, а также для обмена информацией с другими техническими средствами автоматизированных систем управления (АСУ). Принцип действия уровнемера основан на измерении времени распространения, излученного прибором радиосигнала до поверхности контролируемой среды и обратно. В результате обработки сигнала формируются цифровой (кодированный) и токовый выходные сигналы, пропорциональные текущему значению измеряемого уровня. Уровнемер РДУЗ-40 имеет следующие технические характеристики [49]:

Диапазон измерения – 0,5 – 15 м;

Параметры контролируемой среды – давление до 12 МПа, температура неограничена;

Напряжение питания постоянного или переменного тока $24 \pm 2,4$ В;

Ток потребления не превышает 1 А;

Выходные сигналы – токовый 4 — 20 мА

Пределы допускаемой основной погрешности ± 1 см

Степень защиты от пыли и воды, обеспечиваемая оболочкой IP68

Взрывозащита – вид взрывонепроницаемая оболочка, маркировка 0Exia IIBT5

Показатели надежности – наработка на отказ, не менее 100000 ч, средний срок службы 14 лет

Для измерения давления предлагается применить приборы серии Сапфир-22. Основным достоинством преобразователей «Сапфир-22». При осуществлении тщательной температурной компенсации предельная погрешность приборов может быть снижена до 0,1 % [49].

Для измерения давления топлива перед горелкой принимаем Сапфир-22МП-Вн-2050-09 с характеристиками [49]:

Максимальный показатель абсолютного давления – 0,25 МПа;

Безопасность – взрывонепроницаемая оболочка;

Предел допускаемой основной погрешности – 0,1;

Масса – 2,5 кг;

Выходной сигнал – 4-20 мА.

Для измерения давления в газопроводе в режиме проверки герметичности клапанов выбираем Сапфир-22МП-Вн-2050-09 с характеристиками [49]:

Максимальный показатель абсолютного давления – 0,25 МПа;

Безопасность – взрывонепроницаемая оболочка;

Предел допускаемой основной погрешности – 0,1;

Масса – 2,5 кг;

Выходной сигнал – 4-20 мА.

Для измерения разряжения выбираем Сапфир-22МП-Вн-2350-09 с характеристиками [49]:

Максимальный показатель абсолютного давления – 40 кПа;

										Лист
										72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.01.2018.893.16 ПЗ

Безопасность – взрывонепроницаемая оболочка;
Предел допускаемой основной погрешности – 0,1;
Масса – 2,5 кг;
Выходной сигнал – 4-20 мА.

Для измерения температуры отходящих газов берем термопреобразователи ТСП 9203 с характеристиками[49]:

Диапазон измеряемых температур - -50-+300 °С;
Номинальная статическая характеристика – 100П;
Степень защиты от пыли и воды – IP55;
Масса – 0,3 кг;
Средняя наработка доотказа – 70000 ч.

Для розжига и контроля наличия пламени в топке котла применяем устройство контроля пламени Факел-3М-01 ЗЗУ.

Этоустройствопредназначено для контроля наличия факела в топке котла и для дистанционного розжига горелок с помощьюзапальногоустройстваимеющегоионизационный датчик собственногопламени.

Факел-3М-01 состоит из сигнализатора, фотодатчика, запальногоустройствас ионизационным датчиком и блокаискровогорозжига, блок искрового розжига на выходе дает напряжение до 25 кВ, достаточное для поджога газа подаваемое в запальноеустройство[49].

Для обеспечения безопасности при возможномпоявлениииприродного или угарного газавыбираем систtмуавтоматическогоконтролязагазованности САКЗ – DN40.

Эта модульная системаавтоматическогоконтролязагазованностипредназначена для непрерывногоавтоматическогоконтролясодержаниятопливногоуглеводородного (C_nH_m) и угарного (СО) газов ввоздухепомещений с выдачейсветовой и звуковой сигнализации и перекрытиемподачигаза в предаварийныхситуациях[49].

Автоматизация работы парового котла ведется по четырем параметрам[31]:

Поддержание давления пара на заданном уровне;
Поддержаниесоотношения газ-воздух;
Поддержание разряжения в топке котла;
Поддержаниеуровня воды в барабане.

Регулированиедавления происходит засчет изменения подачитоплива в горелку. Технически это выполняется изменением положения заслонки снабженной электроприводом. В следствиизэтогопроисходитизменениедавления топлива, котороерегистрируетсяманометром, силовое воздействие которогопреобразуется в электрический сигнал и поступает на вход модуля вводааналоговых сигналов[32]. Там этот сигнал подвергается оцифровке и в виде кодовой комбинации поступает в модульцентральногопроцессора и обрабатывается по заранеезапрограммированномуалгоритму. А так как мы имеем требование поддержания соотношения газ-воздух в пределах 1,05 то подается сигнал на блок дискретного ввода-вывода на изменение положения шибера воздухоудвки, пока не будет достигнуто заданноесоотношение[32].

									Лист
									73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.01.2018.893.16 ПЗ

Данное соотношение давления газа и воздуха подбирается опытным путем во время пусконаладочных работ.

Разряжение в топке котла отслеживается и поддерживается на уровне 7 мм.рт. столба.

Также поддерживается уровень воды в барабане путем открытия или закрытия клапана подпиточной воды.

Розжиг котла происходит в следующем порядке[17]:

Проветривание топки котла при включенном дымоходе и воздухоподогревателе, чтобы не произошло взрыва газовой смеси;

При закрытых клапане безопасности и клапане-отсекателе проводится контроль отсутствия давления газа (датчик давления разомкнут) в течение 5 мин;

Открывается клапан-отсекатель на время 2 с;

При закрытых клапане-безопасности и клапане-отсекателе проводится контроль наличия давления газа (датчик давления замкнут) в течение 5 мин;

Открывается клапан безопасности на 5 с;

Проводится контроль отсутствия давления газа (датчик давления разомкнут);

После проверки герметичности газопровода подается сигнал на открытие клапана запальной горелки и подаются импульсы на катушку зажигания. При розжиге факела запальной горелки подается устойчивый сигнал с электрода контроля пламени запальника, вследствие чего открывается клапан основной горелки и котел выводится в рабочий режим.

Также обеспечивается прекращение подачи топлива при следующих аварийных режимах[17]:

При упуске воды;

При остановке дымохода;

При остановке воздухоподогревателя;

При снижении давления в топливопроводе;

При взрыве газа в топке котла;

При срабатывании датчика загазованности;

При резком повышении давления пара.

Современные системы автоматизации состоят из приборов и оборудования, обеспечивающих комплексное регулирование режима и безопасность их работы. Осуществление комплексной автоматизации предусматривает сокращение обслуживающего персонала в зависимости от степени автоматизации. Некоторые из применяемых систем автоматики способствуют автоматизации всех технологических процессов в котельных, включая дистанционный режим котлов, что позволяет контролировать работу котельных непосредственно из диспетчерского пункта, при этом персонал полностью выведен из котельных. Однако для диспетчеризации котельных необходима высокая степень надежности работы исполнительных органов и датчиков систем автоматики. В ряде случаев ограничиваются применением в котельных автоматики «минимум» предназначенной для контроля лишь основных параметров (частичная автоматизация). К выпускаемым и вновь разрабатываемым системам автоматизации отопительных котельных предъявляется ряд технологических

									Лист
									74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.893.16 ПЗ				

требований, как-то: агрегатность, т.е. возможность набора любой схемы из ограниченного числа унифицированных элементов (реализация модульного принципа приборной базы); блочность — возможность легкой замены вышедшего из строя блока. Наличие устройств, позволяющих осуществлять телеуправление автоматизированными установками по минимальному количеству каналов связи минимальная инерционность и быстрое возвращение к норме при любом возможном разбалансе системы. Полная автоматизация работы вспомогательного оборудования: регулирование давления в обратном коллекторе (подпитка теплосети), давления в головке-деаэратора, уровня воды в баке-аккумуляторе деаэратора и др.

Защита котла

Защита котлоагрегата при возникновении аварийных режимов является одной из основных задач автоматизации котельных установок. Аварийные режимы возникают чаще всего в результате неправильных действий обслуживающего персонала, преимущественно при пуске котлоагрегата. Схема защиты обеспечивает заданную последовательность операций при растопке котла и автоматическое прекращение подачи топлива при возникновении аварийных режимов.

Схема защиты должна решать следующие задачи:

- контроль за правильным выполнением предпусковых операций;
- включение тягодутьевых устройств, заполнение котла водой и т.д.;
- контроль за нормальным состоянием параметров (как при пуске, так и при работе котла);
- дистанционный розжиг запальника со щита управления;
- автоматическое прекращение подачи газа к запальникам после кратковременной совместной работы запальника и основной горелки (для проверки горения факела основных горелок), если факелы запальника и горелки имеют общий прибор контроля.

Оборудование котлоагрегатов защитой при сжигании любого вида топлива является обязательным.

Паровые котлы независимо от давления и паропроизводительности при сжигании газообразного и жидкого топлива должны быть оборудованы устройствами прекращающими подачу топлива к горелкам в случае:

- повышения или понижения давления газообразного топлива перед горелками;
- понижения давления жидкого топлива перед горелками (для котлов, оборудованных ротационными форсунками, не выполняется);
- уменьшения разрежения в топке;
- понижения или повышения уровня воды в барабане;
- понижения давления воздуха перед горелками (для котлов, оборудованных горелками с принудительной подачей воздуха);
- повышения давления пара (только при работе котельных без постоянного обслуживающего персонала);

									Лист
									75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.01.2018.893.16 ПЗ

- погасания факела горелок, отключение которых при работе котла не допускается;

- неисправности цепей защиты, включая исчезновение напряжения.

Водогрейные котлы при сжигании газообразного и жидкого топлива должны быть оборудованы устройствами, автоматически прекращающими подачу топлива к горелкам в случае:

- повышения температуры воды за котлом;

- повышения или понижения давления воды за котлом;

- понижения давления воздуха перед горелками (для котлов оборудованных горелками с принудительной подачей воздуха);

- повышения или понижения газообразного топлива;

- понижения давления жидкого топлива (для котлов оборудованных ротационными горелками, не выполняется);

- уменьшения разряжения в топке;

- уменьшения расхода воды через котёл;

- погасания факела горелок, отключение которых при работе котла не допускается;

- неисправности цепей защиты, включая исчезновение напряжения.

Для водогрейных котлов с температурой нагрева воды 115°C и ниже защита по понижению давления воды за котлом и уменьшению расхода воды через котел может не выполняться.

Технологическая сигнализация

Для предупреждения обслуживающего персонала об отклонении основных технологических параметров от нормы предусматривается технологическая световая и звуковая сигнализация. Схема технологической сигнализации котельной разделяется, как правило, на схемы сигнализации котлов и схем сигнализации вспомогательного оборудования котельной. В котельных с постоянным обслуживающим персоналом должна предусматриваться сигнализация:

а) остановка котла (при срабатывании защиты);

б) причины срабатывания защиты;

в) понижения температуры и давления жидкого топлива в общем трубопроводе к котлам;

г) понижения давления воды в питательной магистрали;

д) понижения или повышения давления воды в обратном трубопроводе тепловой сети;

е) повышения или понижения уровня в баках (деаэрационных, аккумуляторных систем горячего водоснабжения, конденсатных, питательной воды, хранения жидкого топлива и др.), а также понижения уровня в баках промывочной воды;

ж) повышения температуры в баках хранения жидких присадок;

з) неисправность оборудования установок для снабжения котельных жидким топливом (при их эксплуатации без постоянного обслуживающего персонала);

и) повышения температуры подшипников электродвигателей при требовании завода-изготовителя;

									Лист
									76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.01.2018.893.16 ПЗ

к) понижения величины рН в обрабатываемой воде (в схемах водоподготовки с подкислением);

л) повышения давления (ухудшения вакуума) в деаэраторе;

м) повышения или понижения давления газа.

Контрольно-измерительные приборы

Приборы для измерения температуры

В автоматизированных системах измерение температуры осуществляется, как правило, на основе контроля физических свойств тел функционально связанных с температурой последних. Приборы для контроля температуры по принципу действия могут быть разделены на следующие группы:

- термометры расширения жидкостные (ртутные, керосиновые, толуоловые и др.), дилатометрические (биметаллические);

- манометрические термометры для контроля температуры путем измерения давления жидкости, пара или газа, заключенных в замкнутую систему постоянного объема (например ТПП-100);

- приборы с термометрами сопротивления или термисторами для контроля электрического сопротивления металлических проводников (термометры сопротивления ТСМ, ТСП) или полупроводниковых элементов (термисторов);

- термоэлектрические приборы для контроля термоэлектродвижущей силы (ТЭДС) развиваемой термопарой из двух различных проводников (величина ТЭДС зависит от разности температур спаев и свободных концов термопары, присоединяемых к измерительной схеме) (ТПП, ТХА, ТХК и др.);

- пирометры излучения для измерения температуры по яркости, цвету или тепловому излучению накаливаемого тела (ФЭП-4);

- радиационные пирометры для измерения температуры по тепловому действию лучеиспусканию накаливаемого тела (РАПИР).

Для измерения расходов жидкостей и газов используют в основном два вида расходомеров — переменного и постоянного перепада. В основу принципа действия расходомеров переменного перепада положено измерение перепада давления на сопротивлении, введенном в поток жидкости или газа. Если измерять давление до сопротивления и непосредственно за ним, то разность давлений (перепад) будет зависеть от скорости потока, следовательно, и от расхода. Такие сопротивления, установленные в трубопроводах, называются сужающими устройствами. В качестве сужающих устройств в системах контроля расхода широко применяются нормальные диафрагмы. Комплект диафрагм состоит из диска с отверстием, кромка которого плоскостью диска составляет угол 45 град. Диск помещается между корпусами кольцевых камер. Между фланцами и камерами установлены уплотняющие прокладки. Отборы давления до и после диафрагмы берут из кольцевых камер.

В качестве измерительных приборов и передающих преобразователей в комплексах преобразователями переменного перепада для измерения расхода применяют дифференциальные манометры (дифманометры) ДП-780, ДП-778-поплавковые; ДСС-712, ДСП-780Н-сильфонные; ДМ-дифференциально-трансформаторные; «САПФИР»-токовые.

									Лист
									77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.01.2018.893.16 ПЗ

Вторичные приборы для измерения уровня: ВМД, КСД-2 для работы с ДМ; А542 для работы с «САПФИРОМ» и другие.

Приборы для измерения уровня. Сигнализаторы уровня

Предназначены для сигнализации и поддержания в заданных пределах уровня воды и жидких электропроводных сред в ёмкости: ЭРСУ-3, ЭСУ-1М, ЭСУ-2М, ESP-50.

Устройства для дистанционного измерения уровня: УМ-2-32 ОНБТ-21М—сельсинный (комплект устройств состоит из датчика ДСУ-2М и приемника УСП-1М; датчик снабжен металлическим поплавком); УДУ-5М—поплавковый.

Приборы для измерения состава вещества

Автоматический стационарный газоанализатор МН5106 предназначен для измерения и регистрации концентрации кислорода в отходящих газах котельных установок. В последнее время в состав проектов автоматизации котельных включают анализаторы наСО-угарный газ.

Преобразователи типа П-215 предназначены для использования в системах непрерывного контроля и автоматического регулирования величины рН промышленных растворов.

Запально-защитные устройства

Устройство предназначено для автоматического или дистанционного розжига горелок работающих на жидком или газообразном топливе, а также для защиты котлоагрегата при погасании факела (ЗЗУ).

									Лист
									78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.893.16 ПЗ				

8 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

В котельной ООО «ЧТЗ УРАЛТРАК» предлагается замена двух котлов Е-40-14 на котлы Е-75-40. Топливом служит природный газ. Максимальная температура нагрева теплоносителя составляет 440 °С. Помимо этого, в котельной установлены кожухо-трубчатые теплообменники, насосное оборудование и установки деаэрирования питательной воды.

Возможными причинами травмирования работника могут быть [11]:

1. Подвижные части производственного оборудования (насосов, вентиляторов);
2. Повышенная температура поверхностей оборудования (обечайки котлов, корпуса теплообменников, паропроводов);
3. Повышенный уровень шума на рабочем месте (вентиляторы горелок, насосное оборудование);
4. Электрический ток (кабели питающих и распределительных сетей, электродвигатели насосного оборудования и вентиляторов горелок);
5. Химические вещества (природный газ);
6. Повреждения, полученные при падениях.

Возможными аварийными ситуациями могут стать:

1. Утечка топлива;
2. Взрыв котла;
3. Поступление угарного газа в котельную;
4. Пожар.

8.1 Безопасность производственных процессов и оборудования

Основные требования безопасности:

Для обеспечения безопасности обслуживающего персонала котельной предусматриваются следующие защитные устройства:

1. Предохранительные клапаны котла, срабатывающие при превышении допустимого давления;
2. Термометры и манометры на линии питательной воды, поступающей в котел, и на линии пара из каждого котла;
3. Манометры на газопроводе перед каждой горелкой;
4. Газоанализаторы постоянного действия;
5. Автоматический быстродействующий запорный клапан, установленный в ГРП котельной, срабатывающий при отключении электроэнергии или превышении норм загазованности помещения котельной.
6. Система автоматического извещения о пожаре;

В соответствии с ГОСТ 14202-69 «Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки» окраска трубопроводов произведена в следующие цвета: трубопроводы воды – зеленый, газопровод – желтый, паропровод – красный, трубопроводы фосфатов – фиолетовый. [13].

При пуске вновь установленных котлов необходимо [17]:

									Лист
									79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.01.2018.893.16 ПЗ

1. Перед закрытием люков и лазов осмотреть состояние обмуровки и футеровки, убедиться в отсутствии вздутий, трещин, непромазаных швов, а также удостовериться в надежности футеровки поогневой линии и защите барабанов от воздействия газов с высокой температурой, убедиться, что внутри котла, в газоходах и в топке нет людей и посторонних предметов;

2. Убедиться в исправности гарнитуры котла (топочные дверцы, колосники, лазы в обмуровке, гляделки, шиберы и заслонки, обдувочные устройства, предохранительные взрывные клапаны), перегородок и сводов огневой линии, крышек люков, а также в тщательной очистке поверхности нагрева и газоходов. Проверить правильность открытия и закрытия заслонок и шиберов в газоходах, соответствие обозначений (стрелок) и надписей на них: открыто - "О", закрыто - "З";

3. Заполнить экономайзер водой установленного водным режимом качества, предварительно убедившись в исправности и правильном положении арматуры, заслонок (шиберов), открыть установленный на нем воздушный клапан (для удаления воздуха) и после появления из клапана воды закрыть его;

4. Проверить исправность оборудования для сжигания жидкого и газообразного топлива, запорных и регулирующих устройств у котлов, работающих на этих видах топлива;

5. Проверить, нет ли заглушек у предохранительных клапанов и на трубопроводах, подведенных к котлу;

6. Проверить исправность контрольно-измерительных приборов и устройств автоматического регулирования, питательных устройств, дымососов и вентиляторов, а также наличие естественной тяги;

7. Проверить по уровню мером наличие воды в деаэраторе, емкости запаса воды, давление воды в сетях водоснабжения;

8. Проверить наличие, исправность и готовность к включению вспомогательного оборудования, контрольно-измерительных приборов, средств дистанционного управления арматурой и механизмами, авторегуляторов, устройств защиты, блокировок и средств оперативной связи. При неисправности блокировок и устройств защиты, действующих на останов котла, пуск котла запрещается;

9. Проверить путем кратковременного пуска исправность всех питательных, сетевых и других насосов

Во избежание аварии котлы должны немедленно останавливаться и отключаться действием защит или персоналом в случаях [52]:

1. Обнаружения неисправности предохранительных клапанов;
2. Если давление в барабане котла поднялось выше разрешенного на 10% и продолжает расти;
3. Снижения уровня воды ниже низшего допустимого уровня;
4. Повышения уровня воды выше высшего допустимого уровня;
5. Прекращения действия всех питательных насосов;
6. Прекращения действия всех указателей уровня воды прямого действия;

7. Если в основных элементах котла (барабане, коллекторе, паросборной камере, пароводоперепускных и водоспускных трубах, паровых и питательных трубопроводах, жаровой трубе, огневой коробке, кожухе топки, трубной решетке, внешнем сепараторе, арматуре) будут обнаружены трещины, выпучины, пропуски в их сварных швах, обрыв анкерного болта или связи;

8. Погасания факела в топке;

9. Снижения расхода воды через котел ниже минимально допустимого значения;

10. Снижения давления воды в тракте котла ниже допустимого;

11. Неисправности автоматики безопасности или аварийной сигнализации, включая исчезновение напряжения на этих устройствах;

12. Возникновения в котельной пожара, угрожающего обслуживающему персоналу или котлу;

13. Несрабатывания технологических защит, действующих на останов котла;

14. Возникновения загазованности в котельной;

15. Взрыва в топке, взрыва или загорания горючих отложений в газоходах, разогрева докрасна несущих балок каркаса котла;

16. Обрушения обмуровки, а также других повреждениях, угрожающих работникам или оборудованию.

При проведении работнаотключающей арматуре должны быть вывешены таблички: "Неоткрывать! Работают люди"; на вентилях открытых дренажей: "Не закрывать! Работают люди"; на ключах управления электроприводами отключающей арматуры: "Не включать! Работают люди"; на месте производства работ: "Работать здесь!"[52].

Запрещается загромождать проходы и проезды внутри зданий (сооружений), производственныхпомещений (производственных площадок) для обеспечения безопасного передвижения работников и проезда транспортных средств[52].

В целях предотвращения травмирования персонала от падений, согласно [52], предусматривается следующий ряд мероприятий:

1. Полы должны выполняться из несгораемых материалов с негладкой и нескользкой поверхностью, быть ровными и иметь устройства для отвода воды в канализацию;

2. У входов в газоопасные помещения должны вывешиваться знаки безопасности, предупреждающиео наличии вредных веществ и об опасности пожара или взрыва.

3. Запрещается находиться без производственной необходимости на площадках тепловых энергоустановок, вблизи люков, лазов, водоуказательных стекол, а такжеоколо запорной, регулирующей и предохранительной арматуры и фланцевых соединений трубопроводов, находящихся под давлением

4. Опасные зоны (проемы в перекрытиях, стационарных площадках, приемки, котлованы, незакрытые люки колодцев и тепловых камер) должны ограждаться по всему периметру. Элементы временных ограждений должны

надежно закрепляться и на них должны вывешиваться таблички "Осторожно! Опасная зона";

5. Курение на территории организации и в производственных помещениях разрешается только в специальноотведенных местах. Запрещается курить в резервуарах, камерах, колодцах и каналах, вблизи открытых люков, а также на рабочих местах;

6. Работы повышенной опасности в процессе технического обслуживания и ремонта тепловых энергоустановок должны выполняться в соответствии с письменным распоряжением – нарядом-допуском на производство работ повышенной опасности;

7. При обслуживании арматуры и иных элементов тепловых энергоустановок, расположенных на высоте более 1,8 м от уровня пола (рабочей площадки), должны предусматриваться металлические площадки с лестницей и ограждением (перилами) высотой не менее 0,9 м сплошной металлической зашивкой по низу (бортиком) высотой не менее 0,1 м. Площадки и ступени лестниц должны выполняться из стали с негладкой поверхностью. Ширина лестниц должна составлять не менее 0,6 м. для ремонта и обслуживания элементов тепловых энергоустановок, не требующих постоянного обслуживания, допускается применять переносных лестниц-стремянков, передвижных лесов, площадок и подмостей.

8. Элементы тепловых энергоустановок и участки трубопроводов с повышенной температурой поверхности, с которыми возможно непосредственное прикосновение обслуживающего персонала, должны покрываться тепловой изоляцией, обеспечивающей температуру наружной поверхности не выше +45 °С.

Согласно СП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение» в котельной предусматривается совмещенное освещение, позволяющее персоналу безопасно обслуживать оборудование. Естественное боковое освещение обеспечивается за счет оконных проемов в стенах. Помимо рабочего освещения предусмотрено аварийное, независимое от общей схемы электроснабжения котельной. Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. N 184-ФЗ "О техническом регулировании", а правила разработки - постановлением Правительства Российской Федерации от 19 ноября 2008 г. N 858 "О порядке разработки и утверждения сводов правил". [22].

Согласно СП 4.13130.2013 «Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям» предусматриваются окна специальной конструкции, обеспечивающей их разрушение при взрыве, позволяющей сбросить избыточное давление, тем самым не допуская разрушения несущих строительных конструкций и травмирования персонала [21].

8.2 Электробезопасность

					13.03.01.2018.893.16 ПЗ	Лист
						82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Нарушение правил электробезопасности при использовании технологического оборудования, электроустановок и непосредственное соприкосновение с токоведущими частями установок, находящихся под напряжением, создает опасность поражения электрическим током[29]. Поражение электрическим током может охватывать как весь организм, так и отдельные участки тела, вызывая ожоги, электрические удары, металлизацию кожи электрические метки.

Котельная включает в себя следующие возможные источники поражения электрическим током: электродвигатели насосного оборудования, вентиляторов и дымоходов, щиты управления котла, кабели питающих и распределительных сетей, рабочее и аварийное освещение. Для электропитания оборудования применяется переменный ток с частотой 50 Гц, напряжение составляет 220/380 В.

Работники должны проходить обязательные предварительные (при поступлении на работу) и периодические (для лиц в возрасте до 21 года – ежегодные) медицинские осмотры (обследования) для определения пригодности к выполнению поручаемой работы и предупреждения профессиональных заболеваний[7].

Если работа на электродвигателе связана с прикосновением к токоведущим и вращающимся частям, электродвигатель должен быть отключен. Работу, не связанную с прикосновением к токоведущим или вращающимся частям электродвигателя, разрешается производить на работающем электродвигателе. Запрещено снимать ограждения вращающихся частей работающих электродвигателя и механизма[7].

Во время работ по ремонту электродвигателей на штурвалах задвижек, шиберов, вентилях должны быть вывешены плакаты "Не открывать! Работают люди"[7], а на ключах, кнопках управления электроприводами запорной арматуры – "Не включать! Работают люди"[7].

Порядок включения электродвигателя для опробования должен быть следующим[7]:

1. Производитель работ удаляет бригадус места работы, оформляет окончание работы и сдает наряд оперативному персоналу;

2. Оперативный персонал снимает установленные заземления, плакаты, выполняет сборку схемы.

3. После опробования при необходимости продолжения работы на электродвигателе оперативный персонал вновь подготавливает рабочее место и бригада по наряду повторно допускается к работе на электродвигателе.

Категория по электробезопасности помещения котельной– III класс (особо опасные помещения) [52]. Это обусловлено наличием одновременно двух условий повышенной опасности, а именно:

1. Токопроводящие железобетонные полы;

2. Возможность одновременного прикосновения человека к металлоконструкциям зданий, имеющим соединения с землей, технологическим аппаратам, механизмам и т.п., с одной стороны, и к

					13.03.01.2018.893.16 ПЗ	Лист
						83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

металлическим корпусам электрооборудования (открытым проводящим частям), с другой [52].

Согласно ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ«Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов» напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека при нормальном (неаварийном) режиме электроустановки, не должны превышать значений, указанных в таблице 9.1[14].

Таблица 9.1 – Допустимые значения напряжения прикосновения и токов при нормальном режиме работы электроустановки

Род тока	$U, В$	$I, мА$
	не более	
1	2	3
Переменный, 50 Гц	2,0	0,3

Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов при аварийном режиме производственных электроустановок напряжением до 1000 В с глухозаземленной или изолированной нейтралью и выше 1000 В с изолированной нейтралью не должны превышать значений, указанных в таблице 9.2[14].

Таблица 9.2 – Предельно-допустимые уровни напряжения и токов прикосновения при аварийной работе электроустановки с напряжением до 1000 В.

Продолжительность воздействия тока, с	Предельно-допустимые значения нормируемых величин, не более	
	$U, В$	$I, мА$
1	2	3
0,01-0,08	550	650
0,1	340	400
0,2	160	190
0,3	135	160
0,4	120	140
0,5	105	125
0,6	95	105
0,7	85	90
0,8	75	75
0,9	70	65
1,0	60	50
свыше 1,0	20	6

В целях защиты персонала по предупреждению электротравматизма необходимо[52]:

1. Использовать наиболее современное и безопасное защитное заземление оборудования по схеме TN-S (заземленная нейтраль, открытые проводящие части присоединены к глухозаземленной нейтрали, нулевой рабочий и нулевой защитный проводники разделены);

2. Предусмотреть молниезащиту и отдельный контур заземления дымовых труб;

3. Персонал должен соблюдать соответствующие расстояния до токоведущих частей или путем закрытия, оградить токоведущие части;

4. Применение блокировки аппаратов и ограждающих устройств для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;

5. Применение устройств для снижения напряженности электрических и магнитных полей до допустимых значений;

6. Использовать основную изоляцию токоведущих частей, она должна выдерживать все возможные воздействия, которым она может подвергаться в процессе ее эксплуатации ;

7. Предусмотреть средства индивидуальной защиты от поражения электрическим током, а именно диэлектрические коврики, диэлектрические перчатки и обувь;

8.3 Пожаровзрывобезопасность

Основными источниками пожара в котельной являются:

1. Утечка топлива разгерметизации газопроводов;
2. Короткое замыкание электропроводки.

Определение категорий помещений и производственного назначения по взрывопожарной и пожарной опасности производится в зависимости от количества и пожаровзрывоопасных свойств находящихся (обращающихся) в них веществ и материалов с учетом особенностей технологических процессов размещенных в них производств[3]. В котельной природный газ сжигается в качестве топлива, в связи с этим категория помещения по взрывопожароопасности – Г.

Потеря несущей способности несущего элемента наступает не менее чем через 90 минут, а потеря целостности наружных стен не менее чем через 15. По степени огнестойкости строительных конструкций здание относится к III категории[6].

Классификация пожаров производится в зависимости от вида горящего вещества и материалов. В котельной ими является природный газ и оборудование под напряжением. Соответственно, устанавливаются классы пожара «С» и «Е»[6].

На основе классов пожара выбираем средства пожаротушения. Противопожарный инвентарь включает в себя[7]:

									Лист
									85
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.01.2018.893.16 ПЗ

1. Порошковый огнетушитель (ОП) вместимостью, л/ массой огнетушащего состава, кг 10/9– 1 шт;
2. Углекислотный огнетушитель (ОУ) вместимостью, л/ массой огнетушащего состава, кг 5/3– 2 шт;
3. Крюк с деревянной рукояткой – 1 шт;
4. Комплект для резки электропроводов: ножницы, диэлектрические боты и коврик – 1шт;
5. Покрывало для изоляции очага пожара – 1 шт;
6. Лопата совковая – 1 шт;
7. Ящик с песком объемом 0,5 м³;

Так же в здании установлена спринклерная автоматическая система пожаротушения. Функций, которые возлагаются на систему автоматического тушения огня:

- Оперативная помощь в обеспечении безопасной среды для пребывания людей на объекте;
- Защита имущества от негативного воздействия высоких температур и открытого пламени.

Система пожарной сигнализации — совокупность установок пожарной сигнализации, смонтированных на одном объекте и контролируемых с общего пожарного поста.

Система пожарной сигнализации необходима для определения очага возгорания и тушения пожара в автоматическом режиме. Главные функции пожарной сигнализации в котельных осуществляются благодаря специализированным техническим средствам. Для обнаружения пожара используются извещатели и датчики, а для приема, обработки и фиксации информации, а также для формирования сигналов тревоги – периферийные устройства и приемно-контрольная аппаратура.

Помимо этих функций сигнализация пожаротушения должна генерировать команды на включение автоматических установок дымоудаления и пожаротушения, оповестительных систем. У современной системы пожарной сигнализации имеется собственная, хорошо развитая функция оповещения.

Спринклерные системы имеют полностью автономную систему реагирования. При зональном повышении температуры они активируются, посылая струю тонко распыленной воды максимально близко к источнику тепла.

Мероприятия по предупреждению пожаров включают в себя:

1. Установка газоанализаторов постоянного действия;
2. Оборудование газопровода электромагнитным запорным клапаном, срабатывающим при отключении электроснабжения, превышения норм загазованности помещения по метану и углекислому газу;
3. Запрет на курение в помещении котельной;
4. У входа в котельную вывешиваются знаки безопасности, предупреждающие о наличии вредных веществ и об опасности пожара или взрыва [52].

					<i>13.03.01.2018.893.16 ПЗ</i>	Лист
						86
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

9 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ

В данном расчете проводится анализ технико-экономических показателей реконструкции котельной, рассчитывается срок окупаемости.

В работе рассматривается замена морально и физически устаревшего оборудования на более современное с целью увеличения тепловой мощности (замена устаревших котлов Е-50-14 на новые, более эффективные Е-75-40). Цель проведения расчета – определить эффективность проекта по реконструкции котельной.

Сравним два возможных варианта: первый – реконструкция теплоснабжения ООО ЧТЗ «Уралтрак» путем замены котлов Е-50-14 на котлы Е-75-40, второй вариант – без реконструкции. Составим смету капитальных затрат на замену котлов Е-50-14 на котлы Е-75-40.

Смета капитальных затрат для первого варианта представлена в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Смета капитальных затрат на реконструкцию котельной [28]

Наименование затрат	Цена, тыс. руб	Кол-во, шт.	Сумма, тыс. руб
1	2	3	4
1. Проектные работы	240,00	1	240,00
2. Демонтажные работы	354,00	2	708,00
3. Оборудование, всего в том числе:	19200,0	7	19200,0
-Котел Е-75-40	8500,00	2	17000,0
-Дымосос	600,00	2	1200,00
-Вентилятор	300,00	2	600,00
-Питательный насос	400,00	1	400,00
4. Транспортные расходы на доставку оборудования	327,00	-	327,00
5. Монтажные работы	432,00	2	864,00
6. Пуско-наладочные работы	58,00	2	116,00
7. Заготовительно-складские затраты (1,2% стоимости оборудования)	117,60	1	235,20
Итого			21363,2

Расчет текущих затрат для первого варианта (с реконструкцией) сведен в таблицу 8.2.

									Лист
									87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.01.2018.893.16 ПЗ

Таблица 8.2 – Калькуляция текущих затрат на обслуживание котла Е-75-40 [55]

Показатели и статьи затрат	Единица измерения	Величина
1	2	3
Годовой расход топлива	млн.м ³ /год	55,188
Тариф на газ	Руб, 1000м ³	3286
Затраты на топливо	тыс.руб./год	$55188 \cdot 3286 = 181348$
Расход воды	млн. м ³ /год	0,677
Тариф на воду	руб/м ³	32,8
Затраты на воду	тыс.руб./год	$677 \cdot 32,8 = 22205,6$
Содержание и эксплуатация котла, включая его текущий ремонт (1% от стоимости оборудования), амортизацию оборудования (норма 10%).	тыс.руб./год	$0,01 \cdot 19200 + 0,1 \cdot 19200 = 2112$
Итого затрат	тыс.руб./год	261292

В таблице 8.3 представлена себестоимость 1 ГДж теплоты

Таблица 8.3–Себестоимость 1 ГДж теплоты [55]

Показатели и статьи затрат	Единица измерения	Величина
1	2	3
Годовой расход топлива	млн.м ³ /год	150,847
Тариф на газ	Руб, 1000м ³	3286
Топливо	тыс.руб./год	$150,847 \cdot 3286 = 359920$
Расход воды	млн. м ³ /год	1,805
Тариф на воду	руб/м ³	32,8
Годовой расход воды	тыс.руб./год	$1805 \cdot 32,8 = 59204$
Содержание и эксплуатация энергооборудования, включая содержание оборудования и его текущий ремонт (1% от стоимости оборудования), амортизацию оборудования (норма 10%).	тыс.руб./год	$0,01 \cdot 19200 + 0,1 \cdot 19200 = 2112$

Продолжение таблицы 8.3

1	2	3
Содержание и текущий ремонт цеховых зданий и сооружений (0,25% от стоимости элементов схемы)	тыс.руб./год	$0,0025 \cdot 19200 = 48$
Итого затрат	тыс.руб./год	421284
Годовой расход теплоты	МДж/год	$50 \cdot 8760 \cdot 2928 + 2 \cdot 75 \cdot 8760 \cdot 2962 = 5174532000$
Себестоимость 1 ГДж теплоты	руб./ГДж	$421284000 / (5,174 \cdot 10^6) = 813$

Рассчитаем срок окупаемости проекта.

Экономия текущих затрат на единицу продукции:

Цена 1 т пара до реконструкции (9.1):

$$C = \frac{C}{P} \quad (9.1)$$

Где C – текущие затраты на энергетическое обслуживание котлов, котлы Е-50-14, $C = 447633$ тыс.руб./год;

P – паропроизводительность котельной за год, $P = 1314000$ т/год.

Калькуляция текущих затрат на энергетическое обслуживание котла Е-50-14 приведена в таблице 8.4

Таблица 8.4 – Калькуляция текущих затрат на энергетическое обслуживание котла Е-50-14 [55]

Показатели и статьи затрат	Единица измерения	Величина
1	2	3
Годовой расход топлива	млн. м ³ /год	40,471
Тариф на газ	Руб, 1000 м ³	3286
Топливо	тыс.руб./год	$40471 \cdot 3286 = 132988$
Расход воды	млн. м ³ /год	0,451
Тариф на воду	руб/м ³	32,8
Годовой расход воды	тыс.руб./год	$451 \cdot 32,8 = 14793$

Продолжение таблицы 8.4

									Лист
									89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.01.2018.893.16 ПЗ

1	2	3
Содержание и эксплуатация горелок, включая его текущий ремонт (1% от стоимости оборудования), амортизацию оборудования (норма 10%).	тыс.руб./год	$0,01 \cdot 13000 [56]$ $+0,1 \cdot 13000 =$ $=1430$
Итого затрат	тыс.руб./год	149211

$$C_1 = \frac{447633}{1314000} = 0,341 \text{ тыс.руб./т.}$$

Цена 1 т паропослереконструкции:
 $C = 671795$ тыс.руб./год – 2 котла Е-75-40 и 1 котел Е-50-14;
 $P = 1752000$ т/год,

$$C_2 = \frac{671795}{1752000} = 0,338 \text{ тыс.руб./т.}$$

Экономия составляет (9.2):

$$\delta = C_1 - C_2, (9.2)$$

$$\delta = 0,341 - 0,338 = 0,003 \text{ тыс.руб./т.}$$

Экономия текущих затрат (9.3):

$$\Delta I = \delta \cdot P, (9.3)$$

$$\Delta I = 0,003 \cdot 1,752 \cdot 10^6 = 5256 \text{ тыс.руб./год.}$$

Капитальные затраты для реконструкции в общем составляют $K_1 = 21363,2$ тыс. руб.

Выручка за сдачу демонтированного оборудования на металлолом составляет

$$K_{ликв} = m \cdot H$$

где m – масса металла используемого в котле Е-50-14 (в тоннах)
 H – цена металла за 1 тонну.

									Лист
									90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.01.2018.893.16 ПЗ

$$K_{ликв} = 131,55[57] \cdot 12[58] = 1578,6 \text{ тыс. руб}$$

Срок окупаемости (9.4):

$$T_{ок} = \frac{K - K_{ликв}}{\Delta И}, (9.4)$$

где К – капитальные затраты для реконструкции

$K_{ликв}$ – выручка за сдачу демонтированного оборудования на металллом

$\Delta И$ – экономия текущих затрат

$$T_{ок} = (21363,2 - 1578,6) / 5256 = 3,7 \text{ года (45 мес.)}$$

Вывод: срок окупаемости реконструкции котельной с целью повышения производительности составит 45 месяцев. Это меньше 60 месяцев, поэтому проект можно признать экономически целесообразным.

SWOT-анализ вариантов проекта

SWOT-анализ — метод стратегического планирования, заключающийся в выявлении факторов внутренней и внешней среды организации и разделении их на четыре категории: Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы).

Сильные (S) и слабые (W) стороны являются факторами внутренней среды объекта анализа, (то есть тем, на что сам объект способен повлиять); возможности (O) и угрозы (T) являются факторами внешней среды (то есть тем, что может повлиять на объект извне и при этом не контролируется объектом). Объектом SWOT-анализа может быть не только организация, но и другие социально-экономические объекты. отрасли экономики, города, государственно-общественные институты, научная сфера, политические партии, некоммерческие организации (НКО), отдельные специалисты, персоны и т. д.

Задача SWOT-анализа — дать структурированное описание ситуации, относительно которой нужно принять какое-либо решение. Выводы, сделанные на его основе, носят описательный характер без рекомендаций и расстановки приоритетов.

Поскольку SWOT-анализ в общем виде не содержит экономических категорий, его можно применять к любым организациям, отдельным людям и странам для построения стратегий в самых различных областях деятельности.

Аббревиатура SWOT может быть представлена визуально в виде таблицы.

Выпускной квалификационной работой рассматривается вариант реконструкции тепловой схемы с целью увеличения паропроизводительности котельной. SWOT-анализ для первого варианта представлен в таблице 8.5

Таблица 8.5 – SWOT-анализ работы реконструкцией

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.893.16 ПЗ	Лист 91

Внутренняя среда	Сильные стороны (S)	Слабые стороны (W)
	<ol style="list-style-type: none"> 1. Повышение производительности; 2. Увеличение начальных параметров пара; 3. Высокий показатель КПД; 4. Возможность дальнейшей модернизации котельной в мини-ТЭЦ; 5. Снижение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Больше капитальные затраты 2. Большие габариты котла.
Внешняя среда	Возможности (O)	Угрозы (T)
	<ol style="list-style-type: none"> 1. Возможность получения котла сразу после его заказа; 2. Котел транспортируется и монтируется заводом-изготовителем. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Повышение цен на энергоресурсы; 2. Штраф за превышение норм по выбросам загрязняющих веществ в атмосферу.

SWOT-анализ для второго варианта представлен в таблице 8.8.

Таблица 8.8– SWOT анализ работы без реконструкции

Внутренняя среда	Сильные стороны (S)	Слабые стороны (W)
	<ol style="list-style-type: none"> 1. Отсутствие капитальных затрат; 2. Нет необходимости переквалифицировать персонал. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Нет возможности установки предвключенной турбины.
Внешняя среда	Возможности (O)	Угрозы (T)
	<ol style="list-style-type: none"> 1. Отсутствие риска нарушения работы оборудования при изменении тепловой схемы. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Повышение цен на энергоресурсы; 2. Штраф за превышение норм по выбросам загрязняющих веществ в атмосферу.

Планирование целей проекта в дереве целей

На рисунке 9.1 показано дерево целей проекта.



Рисунок 9.1 – Дерево целей проекта

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.01.2018.893.16 ПЗ

Лист
93

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Рост тарифов на энергоноситель, с одной стороны, и необходимостью уменьшения себестоимости продукции за счет снижения доли затрат на энергоноситель, с другой стороны, привели к необходимости строительства на ООО "Челябинский тракторный завод - УРАЛТРАК" собственной котельной.

В работе представлен обзор литературных источников, также сравнение котла Е-75-40 с котлом ZG-75/3.82-Q.

Для обеспечения экологической безопасности выполнен расчет дымовой трубы, который показал, что существующая труба высотой 30 метров и диаметром 3 метра отвечает требованиям безопасности.

Разработана функциональная схема защиты, автоматика котла. Выбраны приборы регулирования основных параметров котла. Приводится описание схемы автоматического контроля основных параметров котла Е-75-40.

Приведенные расчеты показывают, что затраты на сооружение котельной окупятся за 45 мес. за счет разницы существующих тарифов и себестоимости вырабатываемой котельной теплоты. Себестоимость вырабатываемой теплоты по результатам расчетов составляет 813 руб/Гкал.

									Лист
									94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.01.2018.893.16 ПЗ

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

16 ГОСТР 51750-2001. Энергосбережение. Методика определения энергоёмкости при производстве продукции и оказании услуг в технологических энергетических системах. М.: Стандартинформ, 2001.

17 ГОСТ Р 54405-2011 Котлы паровые стационарные давлением до 3,9 МПа. Показатели качества пара. – М.: Стандартинформ, 2011.

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

19 СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. – М.: Из-востандартов, 2009.

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

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

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

23 СП 61.13330.2012 Свод правил тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. – М.: Стандартинформ, 2013.

24 СП 89.13330.2012 Котельные установки. – М.: Из-востандартов, 2013.

25 ПБ 10-574-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов. – М.: ПИООБТ, 2003.

26 ГН-2.2.51313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. – М.: Стандартинформ, 2003.

27 Автоматика энергосистем. Учебник для вузов / Под редакцией Л.Ф. Дьякова, – 3-е издание, исправленное. – М.: МЭИ, 2009. – 469 с.

28 Алабугин, А. А. Экономико-управленческая часть дипломного проекта выпускных квалификационных работ / А. А. Алабугин, Р. А. Алабугина. – Ч: М-во образования и науки Российской Федерации, Южно-Уральский гос. ун-т, 2018, – 44с.

29 Безопасность жизнедеятельности: учебное пособие / под ред. А. И. Сидорова, 2-е изд., перераб. и доп. – М.: КНОРУС, 2016. – 552 с.

30 Бузников, Е. Ф. Производственные и отопительные котельные: научное издание / Е.Ф. Бузников, К.Ф. Роддатис, Э.Я. Берзиньш. – 3-е изд., перераб. – М.: Энергоатомиздат, 2009. – 248 С.

31 Булкин, А.Е. Автоматическое регулирование энергоустановок: учебное пособие для вузов. Гриф МО РФ / А.Е. Булкин. – М.: МЭИ, 2009. – 508 с.

32 Буров, А.Л. Теплотехнические измерения и приборы / А.Л. Буров, В.И. Назаров, В.А. Чиж. – Минск: Высшая школа, 2012. – 131 с.

									Лист
									96
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.01.2018.893.16 ПЗ

- 33 Волощенко, А.В. Проектирование систем автоматического контроля и регулирования / А.В. Волощенко, Д.Б. Горбунов. – Томск: ТПУ, 2011. – 108 с.
- 34 Грибанов, А.И. Расчёт дымовой трубы / А. И. Грибанов. – Челябинск: ЮУрГУ, 2008. – 22 с.
- 35 Данилов, О.Л. Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях: учебник / О.Л. Данилов. – М: Изд-во МЭИ, 2010. – 188 с.
- 36 Десягин, Г. Н. Теплогенерирующие установки: Учебное пособие для вузов / Г.Н. Десягин, В.И. Лебедев, Б.А. Пермяков. – М: Стройиздат, 2010. – 559 с.
- 37 Зайцев, В.А. Промышленная экология / В.А. Зайцев. – М:БИНОМ Лаборатория Знаний, 2012 – 382 с.
- 38 Калыгин, В. Г. Промышленная экология / В. Г. Калыгин. – 4-е издание, перераб. – М:Академия, 2010 – 432 с.
- 39 Клименко, А.В. Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях: учебник для вузов / А.В. Клименко. – М: Изд-во МЭИ, 2010. – 424 с.
- 40 Краецкая, О.Ф. Экология промышленных технологий / О.Ф. Краецкая, И.Н. Прокопеня. – Минск: Белорусский национальный технический университет, 2014. – 107 с.
- 41 Кузнецов, Н.В. Тепловой расчет котельных агрегатов. Нормативный метод./ Н.В. Кузнецов. – 2-е изд., перераб. – М:ЭКОЛИТ, 2011 – 296 с.
- 42 Минкина, С. А. Тепловой и аэродинамический расчеты котельных агрегатов/ С. А. Минкина. – Самара: СГАСУ, 2013 – 104 с.
- 43 Ольшанский, А. И. Основы энергосбережения / А. И. Ольшанский. – М: Энергосервис, 2011. – 224 с.
- 44 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд. – М.: НИЦ ЭНАС, 2007. – 552 с.
- 45 Росляков, П.В. Методы защиты окружающей среды / П.В. Росляков. – М: Изд-во МЭИ, 2010. – 336 с.
- 46 Сидельковский, Л. Н. Котельные установки промышленных предприятий: учебник / Л. Н. Сидельковский, В. Н. Юренев. – 4-е изд., репринт. – М: Бастет, 2009. – 528 с.
- 47 Соколов, Б.А. Котельные установки и их эксплуатация / Б. А. Соколов. – М:Академия, 2007. – 432 с.
- 48 Экономика энергетики: учебник для вузов / под ред. Н.Д. Роголёва – М:МЭИ, 2011. – 320 с.
- 49 Сайт завода «Новые технологии» производящий системы автоматизации – <http://sapfir.nt-rt.ru/>
- 50 Сайт завода «Новые Технологии» производящий насосное оборудование – <http://valday.nt-rt.ru/>
- 51 Сайт завода «Мегаватт» производящий оборудование для котельных – <http://megavattspb.ru/>
- 52 Приказ Минтруда России № 551н от 17 августа 2015 г. Правила по охране труда при эксплуатации тепловых энергоустановок – <http://minjust.consultant.ru/documents/16380>

					<i>13.03.01.2018.893.16 ПЗ</i>	Лист
						97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

53 Государственная программа Российской Федерации. Стратегия социально-экономического развития Челябинской области до 2020 года // Правительство Челябинской области. – pravmin74.ru/sites/default/files/360-p-1.rtf

54 Стандарт НП АВОК 1.05.2012. Условные графические обозначения в проектах отопления, вентиляция, кондиционирование воздуха и теплоснабжения – <http://www.gosthelp.ru/text/STONPAVOK1052006Uslovnyeg.html>

55 Сайт Администрации города Челябинск – <https://cheladmin.ru/ru/administraciya-goroda/struktura-upravleniya/zhilishchno-kommunalnoe-hozyaystvo-goroda/tarify>

56 Сайт фирмы ООО ТД Тепломеханика - <http://teplomehnika.ru/cgisis/suspendedpage.cgi>

57 Сайт «РосЭнергоСталь» - rosenergostal.ru/mashinostroenie/parovye-kotly-tipa-e-50-14gm-gm-50-14/

58 Сайт www.reallom.ru/price/price-chermet

										Лист
										98
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.01.2018.893.16 ПЗ