

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

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Рецензент,
Начальник отдела ТСЦ, ПАО «ЧТПЗ»
_____ А.В. Дырда
« ____ » _____ 2017 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой
промышленной теплоэнергетики,
к.т.н., доцент
_____ К.В. Осинцев
« ____ » _____ 2017 г.

ВЫБОР ИСТОЧНИКА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПАО «ЧТПЗ»

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ БАКАЛАВРА
ЮУрГУ–13.03.01.2017.090.13.ПЗ ВКР

Консультант по разделу
«Экономика и управление»,
старший преподаватель
_____ Р.А. Алабугина
« ____ » _____ 2017 г.

Руководитель работы,
к.т.н., доцент
_____ В.Ю. Шашкин
« ____ » _____ 2017 г.

Нормоконтролер,
старший преподаватель
_____ Р.А. Алабугина
« ____ » _____ 2017 г.

Автор работы,
студент группы П-480
_____ А.А.Севостьянова
« ____ » _____ 2017 г.

АННОТАЦИЯ

Севостьянова А.А. Выбор источника теплоснабжения ПАО «ЧТПЗ» – Челябинск: ЮУрГУ, ПИ; 2017, 83 с., 6 ил., библиогр. список – 55 наим., 2 прил., 5 листов чертежей ф. А1, 1 лист плаката ф. А1.

В выпускной квалифицированной работе бакалавра был рассмотрен вариант разработки водогрейной котельной ПАО «ЧТПЗ». Котельная предназначена для теплоснабжения потребителей и обеспечивает теплом системы отопления, вентиляции и горячего теплоснабжения.

В пояснительную записку выпускной квалификационной работы входит расчет тепловых нагрузок потребителей, расчет расходов сетевой воды, расчет принципиальной тепловой схемы котельной, выбор основного оборудования, расчет котла; разработана схема автоматизации котельной; предусмотрены мероприятия по технике безопасности; рассчитаны выбросы вредных веществ в атмосферу; также приведен расчет срока окупаемости.

Графическая часть выполнена с применением AutoCAD – системы автоматизированного проектирования на 5 листах формата А1.

					<i>13.04.01.2017.090.13 ПЗ</i>							
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>	<i>Выбор источника теплоснабжения ПАО «ЧТПЗ»</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>		
<i>Студент</i>	<i>Севостьянова</i>							<i>В</i>	<i>К</i>	<i>Р</i>	<i>3</i>	<i>83</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Шашкин В.Ю</i>							<i>ЮУрГУ</i>				
<i>Н.контр.</i>	<i>Алабугина Р.А.</i>							<i>Кафедра промышленной</i>				
<i>Зав.каф.</i>	<i>Осинцев К.В.</i>							<i>теплоэнергетики</i>				

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 ОБОСНОВАНИЕ НЕОБОДИМОСТИ РАЗРАБОТКИ ОТОПИТЕЛЬНОЙ КОТЕЛЬНОЙ.....	8
2 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	9
3 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ АНАЛОГОВ.....	11
4 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ В КОТЕЛЬНОЙ.....	14
5 РЕКОНСТРУКЦИЯ ОТОПИТЕЛЬНОЙ КОТЕЛЬНОЙ.....	15
5.1 Расчет тепловых нагрузок.....	15
5.1.1 Расчет потребителей.....	15
5.1.2 Годовой расход теплоты на нужды системы отопления и график продолжительности тепловой нагрузки.....	18
5.1.3 Расчет температур сетевой воды.....	19
5.1.4 Расчет расходов воды.....	21
5.2 Описание тепловой схемы котельной и выбор основного оборудования.....	23
5.3 Расчет тепловой схемы.....	24
5.4 Тепловой расчёт жаротрубного котла Logano S825M-1350.....	25
5.4.1 Исходные данные.....	26
5.4.2 Расчет теоретических объемов воздуха и продуктов сгорания.....	26
5.4.3 Коэффициент избытка воздуха и объемы дымовых газов по газоходам.....	28
5.4.4 Расчёт энтальпий продуктов сгорания газа и воздуха.....	29
5.4.5 Расчет теплового баланса котла.....	30
5.4.6 Тепловой расчет топки.....	32
5.4.7 Тепловой расчет конвективных поверхностей нагрева	37
5.4.8 Горелки.....	49
5.4.9 Насосы.....	50
5.4.10 Термогидравлический распределитель.....	51
6 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ.....	52
7 КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ, ЗАЩИТА, АВТОМАТИКА КОТЕЛЬНОЙ.....	59
8 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	62
8.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	62
8.2 Нормирование вредных и опасных производственных факторов. Мероприятия по обеспечению безопасности труда.....	63
8.3 Безопасность производственных процессов и оборудования.....	68
9 ЭКОНОМИКА.....	72
9.1 Смета капитальных затрат.....	72
9.2 Смета текущих затрат.....	72
9.3 Обоснование экономической эффективности проекта.....	74
9.4 Качественный анализ проектных решений	74

					13.04.01.2017.090.13 ПЗ	Лист
						4
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

9.5 Планирование проекта в дереве целей.....	76
9.6 Оценка движущих и сдерживающих сил реализации проекта	76
9.7 План-график Ганта по реализации цели.....	78
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	80
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	81

					<i>13.04.01.2017.090.13 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		5

ВВЕДЕНИЕ

В последнее время в России, как и во всем мире, существенно возросло и продолжает возрастать потребление энергии. И вместе с тем наблюдается постоянный рост стоимости всех видов топлива. Это связано с усложнением добычи топлива при освоении глубоких месторождений, к тому же запасы некоторых видов топлива подходят к концу. Известно, что на теплоснабжение гражданских и производственных зданий расходуется более одной трети всего добываемого в России органического топлива. И поэтому все более актуальной и значимой задачей является экономичное расходование теплоты на всех этапах от её выработки до потребителей. В России основными среди теплотрат на коммунально-бытовые нужды в зданиях являются затраты на зимний период, так как устанавливается низкая температура воздуха, а длина тепловых сетей достигает десятков километров, при этом к утеплению теплопроводов относятся не слишком серьезно [2]. Результатом этого стала катастрофическая статистика утечек, потери тепла при транспортировке теплоносителя достигает 40 %.

Таким образом, в проблеме подачи тепла конечному потребителю следует выделить два основных аспекта:

- большая протяженность и высокая степень износа инженерных теплосетей;
- устаревшее и энергозатратное оборудование.

Для поддержания необходимой температурной обстановки необходимо оборудовать производственные и жилые здания отопительными установками или системами, которые включают в себя все что требуется для экономичного, безопасного и качественного получения тепловой энергии.

Из опыта зарубежных стран можно сказать, что одним из оптимальных способов решения этих проблем может стать частичная децентрализация отопительных сетей – использование автономных котельных.

Современная система децентрализованного теплоснабжения представляет сложный комплекс функционально взаимосвязанного оборудования, включающего автономную теплогенерирующую установку и инженерные системы здания (горячее водоснабжение, системы отопления и вентиляции). Требования предъявляемые потребителями современного здания к параметрам и характеристикам теплоносителя, условиям контроля и управления режимами отпуска теплоты, продолжительности функционирования, экологичности и безопасности производства, ставят целый комплекс теплотехнических задач перед теплогенерирующей установкой, существенно усложняя ее структуру.

Децентрализованная система теплоснабжения включает в себя: водогрейные котлы, теплообменники, различные группы насосов, множество видов запорной и регулирующей арматуры, контрольно-измерительные приборы.

Как показывает практика, использование современных децентрализованных источников теплоснабжения повышает энергоэффективность [3]. Стоимость такого тепла дешевле «централизованного». Это экономически более выгодный путь, который обеспечивает повышение надежности энергообеспечения

										Лист
										6
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.04.01.2017.090.13 ПЗ

производства, так как автономные котельные не требуют дорогостоящей прокладки и обслуживания теплосетей.

В данной работе разрабатывается реконструкция водогрейной котельной, которая находится на территории Челябинска. В перспективе рассматривается замена физически изношенных, морально-устаревших и малоэкономичных трех водогрейных котлов марки НР-18 двумя водогрейными котлами марки Logano, мощностью 1350 кВт каждый.

					13.04.01.2017.090.13 ПЗ	Лист
						7
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ

Проект разработан согласно распоряжению Правительства РФ «Энергетической стратегии России до 2030 года» от 13 ноября 2009 [16], а также постановлению Законодательного Собрания Челябинской области «Стратегии развития Челябинской области до 2020 года» от 25 октября 2007 г. [14].

Энергетическая стратегия России определяет цели и задачи долгосрочного развития энергетического сектора страны на предстоящий период, приоритеты и ориентиры, а также механизмы государственной энергетической политики на отдельных этапах ее реализации, обеспечивающие достижение намеченных целей [16]. Главными векторами перспективного развития отраслей топливно-энергетического комплекса, предусмотренными [16], являются:

- переход на путь инновационного и энергоэффективного развития;
- изменение структуры и масштабов производства энергоресурсов;
- создание конкурентной рыночной среды;
- интеграция в мировую энергетическую систему.

При разработке проекта по реконструкции отопительной котельной была использована следующая учебно-методическая и нормативно-справочная литература:

Раздел «Энергосбережение» выполнен в соответствии с «Федеральным законом РФ от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности» [25].

Тепловой расчет котельного агрегата выполнен согласно нормативному методу [23] и СП 89.13330.2012. Котельные установки/Актуализированная редакция СНиП II-35-76 [19].

Основным документом при написании раздела «Вопросы экологии» является Федеральный закон «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 № 7-ФЗ [26].

При написании раздела «Безопасность жизнедеятельности» применены следующие основные нормативные документы:

- ГОСТ 12 0 003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы [5];
- ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность [6];
- СНиП 41-03-2003 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов [17].

Также для раскрытия раздела «Безопасность жизнедеятельности» был использован учебник «Безопасность жизнедеятельности в энергетике» [3], в котором рассмотрены организационно-правовые основы, эффективные методы и средства обеспечения безопасности жизнедеятельности персонала промышленного предприятия любой организационной формы. Особое внимание уделено вопросам обеспечения безопасности персонала, связанного с обслуживанием, ремонтом и наладкой электрооборудования.

Правовое регулирование связано с приказами федеральных подразделений: приказ Минтруда России №551н «Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации тепловых энергоустановок», приказы Ростехнадзора № 116 «Об

										Лист
										9
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.04.01.2017.090.13 ПЗ

утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности, правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением» и № 533 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения».

Обязательным при разработке котельной является изучение норм и правил, которым необходимо следовать при решении тех или иных задач. Основными при разработке источника теплоснабжения с требуемыми параметрами являются такие своды правил, как например «СП 89.13330. 2012. Котельные установки. Актуализированная редакция СНиП II-35-76», «СП 56.13330.2011 Производственные здания. Актуализированная редакция СНиП 31-03-2001», «СП 60.13330.2012. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха. Актуализированная редакция СНиП 41-01-2003». Эти документы устанавливают требования к проектированию, строительству котельных, требования к их безопасности и эксплуатационным характеристикам.

В процессе оформления выпускной квалификационной работы требовалось соблюдение правил и норм, изложенных в СТО ЮУрГУ 04–2008 «Стандарт организации. Курсовое и дипломное проектирование. Общие требования к содержанию и оформлению» [22].

									Лист
									10
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2017.090.13 ПЗ				

3 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ АНАЛОГОВ

В связи с тем, что цена на газ повышается, интерес к более экономичному и высокоэффективному оборудованию значительно возрастает. Ведь от этого зависит экономия топливных ресурсов и стабильность работы.

В настоящее время на рынке промышленного котельного оборудования широко представлены котлы как отечественного, так и иностранного производства. Российские и зарубежные производители стали лидерами по инновации в энергетике. Но стоит выяснить, чье производство стало более передовым.

На этот вопрос существует достаточно много мнений. Некоторые считают, что зарубежные производители являются бесспорными лидерами по производству котлов. Кто-то утверждает о том, что российские производители не теряют свою конкурентоспособность и во многом не уступают зарубежным аналогам. Но тем не менее, все полностью согласны с тем, что отечественным производителям стоит уделять много внимания разработке передовых технологий, для того, чтобы стать бесспорными лидерами по производству котлов.

По мнению специалистов, на стремительное развитие производителей толкает рынок. Ведь потребителям нужно более экономичное и высокоэффективное оборудование, с наименьшими затратами топлива. Также наличие большей автоматизации и повышение экологических показателей являются важным критерием при выборе оборудования. Таким образом, рост требований к надежности и стоимости приводит к тому, что производители должны создавать то, что пользуется большим спросом. К сожалению, российский рынок котельного оборудования сильно уступает Европе по причине проблем экономии и воздействия на окружающую среду, например, из-за низких цен на энергоресурсы.

Однако отечественные производители не упускают это из виду, они пытаются стать равными по этим компонентам с зарубежными компаниями. Ищут пути решения этой проблемы, разрабатывают новые технологии и проектируют новое оборудование.

Стоит отметить, что котельная промышленность России является одной из крупных отраслей энергетической промышленности России: у нас более двадцати крупных котельных заводов. Основные отечественные производители котлов для строительства новых энергоблоков – это компании «ЗиО-Подольск» (входит в холдинг «Атомэнергомаш») и «ЭМАльянс», включающая таганрогский завод «Красный котельщик» (входит в концерн «Силовые машины»), «Бийский Котельный Завод». Крупные иностранные производители котлов, представленные на российском рынке, – это, прежде всего, CMI Energy, Viessmann, Alstom. Харбинский котельный завод – китайский производитель, в последнее время действует на российском рынке особенно активно, опровергая распространенное мнение, что китайская продукция выгодно отличается от европейской ценой, но уступает по качеству и внедрению передовых технологий. За последние годы

										Лист
										11
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.04.01.2017.090.13 ПЗ

Харбинский котельный завод увеличил свое присутствие на российском рынке именно за счет того, что предлагает самое современное котельное оборудование.

Однако, нельзя упускать из виду то, что по причине отсутствия долгого времени инвестиций в разработку новых технологий, Российским разработчикам приходилось покупать лицензии на проектирование, производство и монтаж котельного оборудования у ведущих мировых производителей.

Поэтому из бюджета Российской Федерации в 2017 году было выделено 300 млн.рублей на реконструкцию модернизацию энергооборудования. Помимо этого российские производители стремятся выйти на зарубежный рынок, поэтому сейчас уделяется большое внимание инновациям.

Отечественные производители, разрабатывая свою продукцию, делают упор не на стили и модных технологиях, а на качестве и адаптации к местным условиям. А потому Российские котлы:

- приспособлены к климату, температурам, перепадам давления в магистрали;
- просты в плане обслуживания;
- ремонтпригодны, запчасти проще купить;
- разница в цене. Российские котлы бывают в два, а то и в три раза дешевле подобных импортных [14].

Котельные установки импортного производства высокотехнологичны, а значит, дороги. Кроме того, не все они адаптированы к русским условиям эксплуатации. В них достаточно много автоматики, что является существенным достоинством.

В таблице 3.1 указана сравнительная характеристика котлов зарубежного и отечественного производства.

Таблица 3.1 – Сравнение отечественных и зарубежных аналогов котла Logano S825M

Производитель котлов	Котлы КВ-ГМ-2,32-95Н	Котлы Logano S825M
Достоинства	- технологические и конструктивные качества; - поддержка государства предприятия; - адаптированы к непростым условиям использования; - цена	- внедрение передовых разработок в производстве котлов; - повышенная надежности и экологические показатели; - большая автоматизация; - качество и комфортность.
Недостатки	- отсутствие современной автоматики; - отсутствие комфорта и передовых разработок.	- дорогое оборудование; - политические и экономические санкции.
Ориентировочная (приведена к паропроизводительности 80 т/ч) цена, руб.	12 000 000	23 550 000

Сегодня газовые горелки находят применение не только для индивидуальных отопительных приборов, но и на производстве. Такая популярность обусловлена сравнительной дешевизной газа и его высокими потребительскими качествами [1, 2].

При проектировании котельной важную роль играет использование энергосберегающего оборудования. Современные технологии позволяют осуществить ряд энергосберегающих мероприятий, таких как: снижение потерь теплоты с уходящими газами, совершенствование системы водоподготовки (для уменьшения интенсивности образования солевых отложений на поверхностях теплообмена котла применяется докотловая обработка воды (водоподготовка), замена котлов устаревших конструкций.

Современное оборудование имеет высокую стоимость, но при этом использует меньшие мощности, что значительно сказывается на энергоэффективности.

Немаловажным для повышения энергоэффективности в котельной является использование современных систем вентиляции и кондиционирования, ведь они потребляют меньше тепловой и электрической энергии при одинаковой производительности, чем устаревшие системы.

В дипломной работе рассматривается котельная ПАО «ЧТПЗ» г. Челябинск мощностью 2,3 МВт, предназначенная для обеспечения отоплением потребителей. Котельная работает по системе со старым оборудованием и на сегодняшний день стоит задача по замене неэффективного оборудования на более современное.

										Лист
										14
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2017.090.13 ПЗ					

5 РЕКОНСТРУКЦИЯ ОТОПИТЕЛЬНОЙ КОТЕЛЬНОЙ

Котельная предназначена для теплоснабжения потребителей ПАО «ЧТПЗ» и обеспечивает теплом системы отопления, вентиляции, горячего водоснабжения и технологические нужды. Основные потребители котельной:

- административно-учебный корпус;
- складное помещение.

5.1 Расчет тепловых нагрузок

5.1.1 Расчет потребителей

Два промышленных объекта: Административно учебный корпус и склад.

Температура наружного воздуха, соответствующая началу отопительного периода, $t_n = +8 \text{ }^\circ\text{C}$;

Температура наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 $t_{н0} = -34 \text{ }^\circ\text{C}$

Продолжительность периода со среднесуточной температурой ниже либо равной $+8 \text{ }^\circ\text{C}$ 229 суток

Средняя температура наружного воздуха в отопительный период, $t_n^{cp} = -6,5 \text{ }^\circ\text{C}$

Расчетная температура горячей воды у абонента $t_r = 65 \text{ }^\circ\text{C}$

Расчетная температура холодной воды у абонента $t_x = 5 \text{ }^\circ\text{C}$

Расчет потребителя №1 представлен в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Расчет потребителя №1 (Административный учебный корпус)

Расчетная величина	Обозн.	Расчетная формула (метод определения)	Результат	Размер
1	2	3	4	5
Температура внутри помещения	t_b	[15, Приложение 5]	18	$^\circ\text{C}$
Коэффициент учета района строительства	a	$0,54 + \frac{22}{(t_g - t_{н0})} = 0,54 + \frac{22}{(18 + 34)}$	0,963	-
Объем здания	V	Замеры здания	47	Тыс.м ³
Установленная мощность системы отопления	Q_0	$1,07 \cdot q_o \cdot V \cdot (t_g - t_{н.о}) =$ $= 1,07 \cdot 0,963 \cdot 0,372 \cdot 47 \cdot (18 + 34) \cdot 10^3$	1,01	МВт
Удельная вентиляционная характеристика здания	q_b	[15, Приложение 5]	0,21	Вт/(м ³ · $^\circ\text{C}$)

Окончение таблицы 5.1

1	2	3	4	5
Установленная мощность системы вентиляции	Q_B	$q_g \cdot V \cdot (t_g - t_{н.о}) =$ $= 0,21 \cdot 47 \cdot (18 + 34) \cdot 10^{-3}$	0,507	МВт
Норма расхода горячей воды с температурой $t_r = 55$ °С на одного человека в сутки:				
Обслуживающий персонал	a_1'	[15, Приложение 5]	300	л/сут
Приготовление пищи	a_2'	[15, Приложение 5]	600	л/сут
Норма расхода горячей воды с температурой $t_r = 65$ °С на одного человека в сутки:				
Обслуживающий персонал	a_1	$a_3' \frac{55 - t_x}{65 - t_x} = 300 \frac{55 - 5}{65 - 5}$	5,9	л/сут
Приготовление пищи	a_2	$a_3' \frac{55 - t_x}{65 - t_x} = 2 \frac{55 - 5}{65 - 5}$	1,65	л/сут
Количество людей, количество блюд, объем работ				
Количество обслуживающего персонала	m_1	По данным	300	чел
Количество блюд	m_2	По данным	600	шт
Удельная теплоемкость воды	c_p	Принимается	4,187	кДж/(кг·°С)
Расчетная длительность подачи теплоты на горячее водоснабжение	n_c	24·3600	86400	с/сут
Коэффициент неравномерности расхода теплоты за сутки наибольшего водопотребления	k_c	Принимается	2	-
Коэффициент недельной неравномерности расхода теплоты	k_n	Принимается	1,2	-
Расчетный расход теплоты на бытовое ГВС	$Q_{ГВС}$	$\frac{1,2 \cdot a \cdot m \cdot (t_g - t_x) \cdot c_p \cdot k_c \cdot k_n}{n_c \cdot 10^3} =$ $\frac{1,2 \cdot (1770 + 990) \cdot (65 - 5) \cdot 4,187 \cdot 2 \cdot 1,2}{86400 \cdot 10^3}$	0,025	МВт
Суммарная тепловая нагрузка потребителя №1	Q_1	$Q_0 + Q_B + Q_{ГВС} = 1,01 + 0,507 + 0,025$	1,542	МВт

По итогам расчета первого потребителя (административно учебного корпуса), мы можем приступить к тепловому расчету второго потребителя тепловой энергии (Складское помещение).

Данные по тепловому расчету второго объекта (потребитель №2) складского помещения представлены в таблице 5.2

Таблица 5.2 – Расчет потребителя № 2 (Складское помещение)

Расчетная величина	Обозн.	Расчетная формула (метод определения)	Результат	Размер
Температура внутри помещения	t_b	[15, Приложение 5]	18	°C
Коэффициент учета района строительства здания	a	$0,54 + \frac{22}{(t_g - t_{нo})} = 0,54 + \frac{22}{(10 + 34)}$	1,04	-
Объем отапливаемой части здания по внешнему обмеру	V	Замеры здания	13,8	Тыс.м ³
Удельная тепловая отопительная характеристика здания	q_0	[15, Приложение 5]	0,582	Вт/(м ³ ·°C)
Установленная мощность системы отопления	Q_0	$1,07 \cdot q_0 \cdot V \cdot (t_g - t_{нo}) =$ $= 1,07 \cdot 1,04 \cdot 0,582 \cdot 13,8 \cdot (10 + 34) \cdot 10^{-3}$	0,354	МВт
Удельная вентиляционная характеристика	q_v	[15, Приложение 5]	0,7	Вт/(м ³ ·°C)
Установленная мощность	Q_v	$q_v \cdot V \cdot (t_g - t_{нo}) =$ $= 0,7 \cdot 13,8 \cdot (10 + 34) \cdot 10^{-3}$	0,409	МВт
Суммарная тепловая нагрузка потребителя №2	Q_2	$Q_0 + Q_v = 0,354 + 0,409$	0,763	МВт

Суммарная тепловая нагрузка на всех потребителей, Q_0 , МВт (5.1):

$$Q_0 = Q_1 + Q_2 = 1,542 + 0,763 = 2,305 \text{ МВт} \quad (5.1)$$

где Q_1 – суммарная тепловая нагрузка на потребителя №1, МВт;

Q_2 – суммарная тепловая нагрузка на потребителя №2, МВт.

Тепловая нагрузка на собственные нужды, $Q_{сн}$, МВт (5.2):

$$Q_{сн} = 0,05 \cdot Q_0, \quad (5.2)$$

где Q_0 – суммарная тепловая нагрузка на всех потребителей, МВт.

$$Q_{сн} = 2,305 \cdot 0,05 = 0,115 \text{ МВт}$$

Тепловая мощность, Q_k , МВт (5.3):

$$Q_k = Q_{сн} + Q_0, \quad (5.3)$$

где $Q_{сн}$ – тепловая нагрузка на собственные нужды, МВт;

Q_0 – суммарная тепловая нагрузка на всех потребителей, МВт.

$$Q_k = Q_{сн} + Q_0 = 2,305 + 0,115 = 2,42 \text{ МВт}$$

5.1.2 Годовой расход теплоты на нужды системы отопления и график продолжительности тепловой нагрузки

Годовой расход тепла на отопление, $Q_o^{год}$, МВт·ч (5.4):

$$Q_o^{год} = Q_o' \cdot n_o \cdot \frac{t_g - t_n^{cp.o}}{t_g - t_{н.о}}, \quad (5.4)$$

где n_o – продолжительность работы системы отопления, ч/год, если рассматриваются жилые и административные здания, то продолжительность работы системы отопления равна продолжительности отопительного периода, $n_o = 24 \cdot 229 = 5496$ ч/год;

$t_n^{cp.o}$ – средняя температура наружного воздуха в отопительный период, °С.

Годовой расход тепла на отопление для административно учебного корпуса и складского помещения, $Q_o^{год}$, МВт·ч (5.5):

$$Q_o^{год} = \sum Q_o \cdot n_o \cdot \frac{t_g - t_n^{cp.o}}{t_g - t_{н.о}}, \quad (5.5)$$

Общий годовой отпуск теплоты

$$Q_o^{год} = 2,42 \cdot 5496 \cdot \frac{20 - (-6,5)}{20 - (-34)} = 6227,01 \text{ МВт·ч}$$

									Лист
									18
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.04.01.2017.090.13 ПЗ

В левой половине графика представлена зависимость тепловой нагрузки систем отопления от температуры наружного воздуха. В результате в правой половине получен график продолжительности сезонной тепловой нагрузки.

График продолжительности тепловой нагрузки представлен на рисунке 5.1.

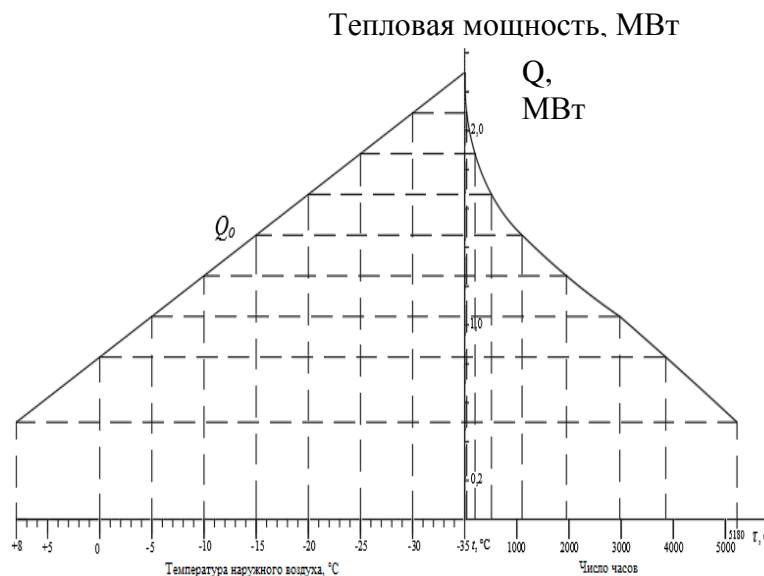


Рисунок 5.1 – График продолжительности тепловой нагрузки

5.1.3 Расчет температур сетевой воды

Для получения расчетных значений температур в подающем и обратном трубопроводе необходимо рассчитать температуру воды в обратной линии.

Температура воды в обратной линии τ_2 рассчитывается по формуле (5.6):

$$\tau_{o2} = t_e + \Delta t_o' \cdot \bar{Q}_o^{0,8} - 0,5 \cdot \bar{Q}_o \theta_o' \quad (5.6)$$

Температура воды в подающей линии τ_1 должна быть выше, чем при качественном регулировании τ_1 (5.7):

$$\tau_{o2} = t_e + \Delta t_o' \cdot \bar{Q}_o^{0,8} + \bar{Q}_o \cdot (\delta \tau_o' - 0,5 \theta_o'), \quad (5.7)$$

где τ_{o1} – температура в подающем трубопроводе, °C;

τ_{o2} – температура в обратном трубопроводе, °C;

\bar{Q}_o – отношение тепловой нагрузки к расчетному значению.

Разность температур в местной системе отопления, °C (5.8):

$$\theta_o' = \tau_{o1} - \tau_{o2}, \quad (5.8)$$

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

Отношение тепловой нагрузки к расчетному значению найдем как (6.9):

$$\bar{Q}_o = \frac{Q_o}{Q'_o} = \frac{t_g - t_n}{t_g - t_{n.o}} \quad (5.9)$$

Температурный напор прибора системы отопления, $^\circ\text{C}$ (6.10):

$$\Delta t'_o = \frac{\tau_{o3} + \tau_{o2}}{2} - t_g \quad (5.10)$$

$$\Delta t'_o = \frac{95 + 70}{2} - 20 = 62,5 \text{ }^\circ\text{C}$$

Тогда нагрузка на отопление при различных температурах наружного воздуха:

$$Q_o = Q'_o \cdot \bar{Q}_o, \quad (5.11)$$

$$\bar{Q}_o^{+8} = \frac{20 - 8}{20 - (-35)} = 0,218$$

$$\tau_{o1} = 20 + 62,5 \cdot 0,218^{0,8} + 0,218 \cdot (25 - 0,5 \cdot 25) = 41,203 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\tau_{o2} = 20 + 62,5 \cdot 0,218^{0,8} - 0,5 \cdot 0,218 \cdot 25 = 35,753 \text{ }^\circ\text{C}$$

Сведем полученные значения в таблицу 5.3

Таблица 5.3 – Расчетные значения температур в подающем и обратном трубопроводах для различных температур наружного воздуха

$t_n, \text{ }^\circ\text{C}$	\bar{Q}_o	$\tau_{o1}, \text{ }^\circ\text{C}$	$\tau_{o2}, \text{ }^\circ\text{C}$
+8	0,218	41,217	35,763
+5	0,273	45,513	38,695
0	0,364	52,369	43,278
-5	0,455	58,943	47,580
-10	0,545	65,303	51,666
-15	0,636	71,490	55,581
-20	0,727	77,535	59,353
-25	0,818	83,458	63,003
-30	0,909	89,275	66,548
-34	1,000	95,000	70,000

По полученным данным из таблицы 5.3 построим температурный график, делая температурную срезку (температура воды в подающем трубопроводе должна быть не ниже 65°C). График представлен на рисунке 5.2.

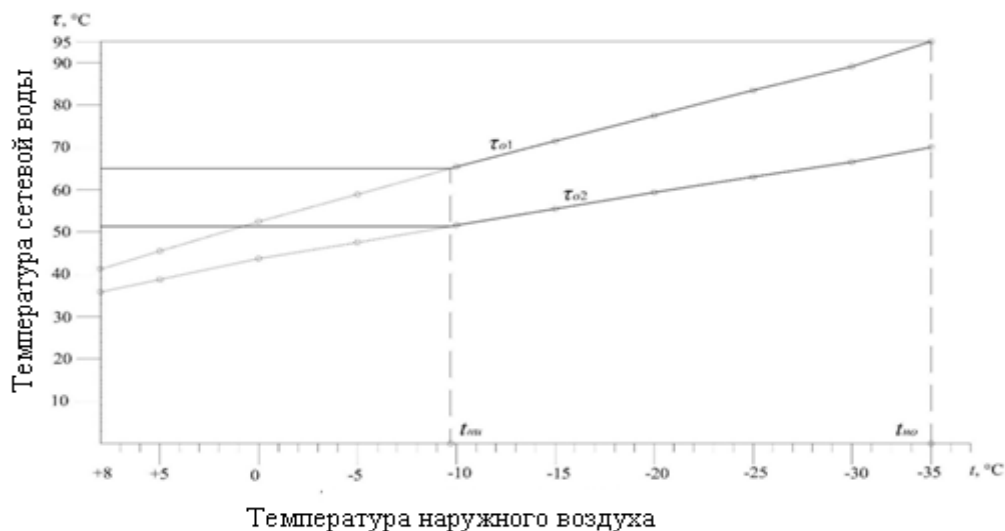


Рисунок 5.2 – Температурный график

По графику определяем:

Температура наружного воздуха в точке излома графика $t_{nu} = -9,8^{\circ}\text{C}$;

Температура сетевой воды в подающей и обратной линии по срезке графика соответственно $\tau''_{o1} = 65^{\circ}\text{C}$, $\tau''_{o2} = 51,45^{\circ}\text{C}$.

При температуре $t_{nu} = -9,8^{\circ}\text{C}$ происходит смена качественного регулирования на количественное.

5.1.4 Расчет расходов воды

Расход воды на отопление в диапазоне температур $t_n < t_{nu}$, кг/с (5.12):

$$G_o = G'_o = \frac{Q'_o}{c_p \cdot \delta\tau'_o}, \quad (5.12)$$

$$G'_o = \frac{538}{4,19 \cdot (65 - 50,45)} = 8,824 \text{ кг/с}$$

при $t_n \geq t_{nu}$, кг/с (5.13):

$$G_o = G_o^{+8} = \frac{Q_o^{+8}}{c_p \cdot (\tau''_{o1} - \tau''_{o2})}, \quad (5.13)$$

$$G_o = G_o^{+8} = \frac{218,0}{4,19 \cdot (65 - 50,45)} = 3,79 \text{ кг/с}$$

Расход воды на ГВС в диапазоне температур от $t_n \geq t_{ни}$, кг/с:

$$G_{гвс} = G_{гвс}^{+8} = \frac{(Q_{гвс}^{расч})_3}{c_p (\tau_{01}'' - \tau_{02}'')}$$

$$G_{гвс}^{+8} = \frac{0,025 \cdot 1000}{4,19 \cdot (65 - 50,45)} = 0,411 \text{ кг/с}$$

при $t_n > t_{ни}$:

$$G_{гвс} = G'_{гвс} = \frac{(Q_{гвс}^{расч})_3}{c_p (\tau_{01} - \tau_{02})}, \text{ кг/с}$$

Расход воды на вентиляцию в диапазоне температур от $t_n \geq t_{ни}$, кг/с

Данные по расчету расходов воды представлены в таблице 6.1.4.

Таблица 6. 1.4 – Расчетные значения расходов воды на отопление, вентиляцию и ГВС

$t_n, ^\circ\text{C}$	+8	$t_{ни}$	-15	-20	-25	-30	-34
$G_{гвс}, \text{кг/с}$	0,411	0,411	0,375	0,328	0,292	0,263	0,239
$G_o, \text{кг/с}$	3,791	8,024	8,024	8,024	8,024	8,024	8,024
$G_B, \text{кг/с}$	0,259	0,357	0,357	0,357	0,357	0,357	0,357
$G_\Sigma, \text{кг/с}$	4,278	8,624	8,756	8,709	8,673	8,644	8,620

График расходов воды на отоплению, вентиляцию и ГВС представлен на рисунке .3.

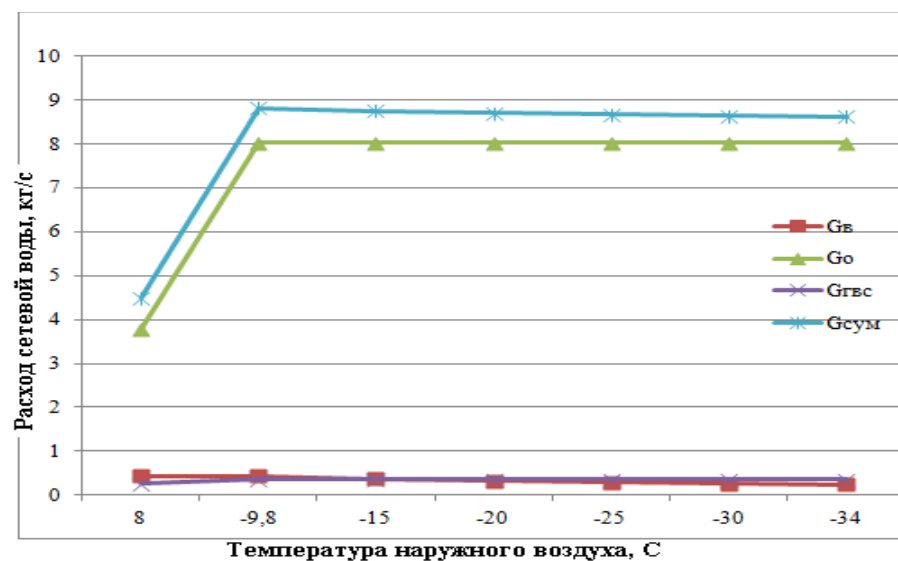


Рисунок 5.2 – График расходов воды на отопление, вентиляцию, ГВС

5.2 Описание тепловой схемы котельной и выбор основного оборудования

В данной работе разработана двухконтурная тепловая схема работы котельной с установкой термогидравлического распределителя потоков теплоносителя.

Первичный контур: котлы – термогидравлический распределитель. Вторичный контур: термогидравлический распределитель – системы потребления тепла.

Основная задача термогидравлического распределителя (во всех режимах тепловой схемы) – разделить гидравлический контур потребителей теплоты со своими условиями циркуляции теплоносителя и графиком теплопотребления и контур котла с его практически постоянным гидравлическим режимом, обеспечивающим надежные условия охлаждения тепловоспринимающих поверхностей и защиту от низких температур теплоносителя на входе в котел (низкотемпературная кислотная коррозия).

Работой предусматривается учет тепла для каждого сетевого контура. Для снижения температуры уходящих газов и подогрева обратной котловой воды в котлы встроены теплообменники. Температура теплоносителя на входе в теплообменник $t=90\text{ }^{\circ}\text{C}$, на выходе $94\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Компенсация теплового расширения теплоносителя сетевого контура осуществляется с помощью регулятора давления, прямого действия «до себя» с перепуском воды в бак подпитки. Для хранения запаса химочищенной деаэрированной подпиточной воды предусмотрена установка подпиточного бака $V=10\text{ м}^3$. Подпитка осуществляется автоматически по сигналу реле давления.

Для обеспечения расчетных тепловых нагрузок к установке принято два водогрейных автоматизированных котла Logano S825M компании «Buderus» (Германия) теплопроизводительностью 1350 кВт каждый со встроенными теплообменниками уходящих газов. Котлы комплектуются модулированными газовыми горелками GP-700M фирмы «Oilon» Финляндия. Один котел комплектуется комбинированной горелкой (дизель/газ) GKP-700M фирмы «Oilon» Финляндия, производительность горелок 2000 – 8000 кВт. В конструкцию газовых горелок включен дутьевой вентилятор, обеспечивающий работу котлов с наддувом. Забор воздуха для горения осуществляется из котельного зала. Система вентиляции рассчитана на подогрев наружного воздуха. Отвод продуктов сгорания производится по металлическим теплоизолированным газоходам.

Циркуляцию воды в контуре котлы – термогидравлический распределитель обеспечивают циркуляционные котловые насосы, установленные на подаче теплоносителя в котел. Циркуляция в контуре термогидравлический распределитель – система теплоснабжения потребителей осуществляется сетевыми насосами. Сетевые насосы устанавливаются индивидуальные для каждого потребителя. Для подогрева воды, поступающей в котел, предусмотрена линия рециркуляции. Когда температура обратной сетевой воды становится ниже допустимой включаются рециркуляционные насосы, тем самым поддерживается постоянство температуры воды, поступающей в котел.

										Лист
										23
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.04.01.2017.090.13 ПЗ

5.3 Расчет тепловой схемы

Рассчитаем расходы для максимального зимнего режима.

Тепловая нагрузка на собственные нужды принимается равной 3% от суммы нагрузок отопления и ГВС [8]:

$$Q_{с.н.} = 0,03 \cdot (Q_{о.в.} + Q_{гвс}), \text{ МВт}, \quad (5.14)$$

$$Q_{с.н.} = 0,03 \cdot (1,364 + 0,916) = 0,0684 \text{ МВт}$$

Потери с поверхности теплообменников принимаются равными 1 % от их тепловой мощности [Палей]:

$$Q_{п.то} = 0,01 \cdot (Q_{о.} + Q_{гвс} + Q_{г}), \text{ Вт}, \quad (5.15)$$

$$Q_{п.то} = 0,01 \cdot (1,364 + 0,025 + 0,916) = 0,0231 \text{ МВт}$$

Потери тепла в тепловых сетях принимаются равными 5% [8]:

$$Q_{п.тс} = 0,05 \cdot (Q_{о.} + Q_{гвс} + Q_{г}), \text{ Вт}, \quad (5.16)$$

$$Q_{п.тс} = 0,05 \cdot (1,364 + 0,025 + 0,916) = 0,1153 \text{ МВт}$$

Общая тепловая мощность котельной (5.17):

$$Q_{к} = Q_{о.в.} + Q_{гвс} + Q_{с.н.} + Q_{п.то} + Q_{п.тс} \text{ Вт}, \quad (5.17)$$

$$Q_{к} = 1,304 + 0,025 + 0,916 + 0,0684 + 0,0231 + 0,1153 = 2,452 \text{ МВт}$$

Расход воды через котел (5.18):

$$G_{к} = \frac{Q_{к}}{c_{п} \cdot (\tau'_{о1} - \tau'_{о2})}, \text{ кг/с} \quad (5.18)$$

$$G_{к} = \frac{1,0197 \cdot 1000}{4,19 \cdot (105 - 75)} = 8,112 \text{ кг/с}$$

Температура воды на выходе из котла (5.19):

$$t''_{к} = t'_{к} + \frac{Q_{к}}{C_{п} \cdot G_{к}}, \text{ }^{\circ}\text{C} \quad (5.19)$$

					13.04.01.2017.090.13 ПЗ	Лист
						24
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$t''_k = 75 + \frac{1,0791}{4,19 \cdot 8,585} = 105 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Расход воды на собственные нужды (5.20):

$$G_{\text{с.н.}} = \frac{Q_{\text{с.н.}}}{c_p \cdot (t''_k - t'_k)}, \text{ кг/с} \quad (5.20)$$

$$G_{\text{с.н.}} = \frac{0,0684 \cdot 1000}{4,19 \cdot (105 - 75)} = 0,544 \text{ кг/с}$$

Расходы воды по линии рециркуляции для максимального зимнего режима:

$$G_{\text{рец}} = 0 \text{ кг/с.}$$

Расходы воды по линии перемычки для максимального зимнего режима:

$$G_{\text{н.м}} = 0 \text{ кг/с.}$$

5.4 Тепловой расчёт жаротрубного котла Logano S825M-1350

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

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

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

В данном случае выполнен поверочный расчет водогрейного котла Logano S825-2500 мощностью 2,5МВт в соответствии с нормативным методом расчета котельных агрегатов [13], а также с методическими указаниями [14].

						Лист
					13.04.01.2017.090.13 ПЗ	25
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Спецификой расчета котла является неизвестность промежуточных температур газов и рабочего тела – теплоносителя, включая температуру уходящих газов; поэтому расчет выполняют методом последовательных приближений, задаваясь в начале некоторым значением температуры уходящих из котла газов. Допустимые отклонения не должны превышать $\pm 10^{\circ}\text{C}$.

5.4.1 Исходные данные

Вид топлива: природный газ с теплотворной способностью 8000 ккал/м^3 ,

Состав газа:

Метан $\text{CH}_4 = 94,9 \%$,

этан $\text{C}_2\text{H}_6 = 3,2 \%$,

пропан $\text{C}_3\text{H}_8 = 0,4 \%$,

изобутан $\text{C}_4\text{H}_{10} = 0,1 \%$,

пентан $\text{C}_5\text{H}_{12} = 0,1 \%$,

азот $\text{N}_2 = 0,9 \%$.

Низшая теплота сгорания топлива: $Q_{\text{H}}^{\text{P}} = 32976 \text{ кДж / кг}$.

Плотность газа: $\rho_{\text{Г}}^{\text{с}} = 0,685 \text{ кгс / м}^3$.

Производительность котла: $Q_{\text{к}} = 1350 \text{ кВт}$.

Температуры теплоносителя: $t_1 = 110^{\circ}\text{C}$, $t_2 = 80^{\circ}\text{C}$.

Температура уходящих газов: $t_{\text{ух}} = 195^{\circ}\text{C}$.

5.4.2 Расчет теоретических объемов воздуха и продуктов сгорания

При сжигании топлива в топке котла в качестве окислителя используется воздух. Зная количество воздуха необходимого для горения 1 м^3 каждого горючего газа, входящего в газообразное топливо, можно определить теоретическое общее количество воздуха, необходимое для горения всех горючих элементов. Теоретическое количество воздуха, необходимое для полного сгорания 1 м^3 газообразного топлива, зависит от его химического состава. Расчеты, связанные с горением газа, ведутся на 1 м^3 горючего газа при нормальных условиях (нм^3).

Объем дымовых газов при н.у. рассчитывается по формуле (5.21):

$$V_{\text{Г}} = V_{\text{H}_2\text{O}} + V_{\text{N}_2}^0 + V_{\text{RO}_2}^0 + (\alpha - 1) \cdot V^0, \quad (5.21)$$

где V_{RO_2} – объем трехатомных газов;

$V_{\text{N}_2}^0$ – объем азота;

$V_{\text{H}_2\text{O}}^0$ – объем водяных паров;

V^0 – теоретический объемный расход воздуха;

									Лист
									26
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.04.01.2017.090.13 ПЗ

$\alpha = 1,2$ – коэффициент избытка воздуха.

Теоретическое количество воздуха при сжигании 1 м³ сухого газообразного топлива [1, ф. 4-13]:

$$V^0 = 0,0476 \left(\sum \left(m + \frac{n}{2} \right) C_n H_m \right), \quad (5.22)$$

$$V^0 = 0,04762 \cdot (2 \cdot 94,9 + 3,5 \cdot 3,2 + 5 \cdot 0,4 + 6,5 \cdot 0,1 + 8 \cdot 0,1) = 9,74 \text{ м}^3 / \text{м}^3$$

Объем трехатомных газов [1. ф. 4-14]:

$$V_{\text{RO}_2} = 0,01 \left(\sum m C_n H_m \right), \quad (5.23)$$

$$V_{\text{RO}_2} = 0,01 \cdot (94,9 + 2 \cdot 3,2 + 3 \cdot 0,4 + 4 \cdot 0,1 + 5 \cdot 0,1) = 1,034 \text{ м}^3 / \text{м}^3 .$$

Теоретический объем водяных паров (при $\alpha=1$) (5.24):

$$V^0_{\text{H}_2\text{O}} = 0,01 \cdot \left(\sum \frac{n}{2} C_m H_n \right) + 0,0161 V^0, \quad (5.24)$$

$$V^0_{\text{H}_2\text{O}} = 0,01(2 \cdot 94,9 + 3 \cdot 3,2 + 4 \cdot 0,4 + 5 \cdot 0,1 + 6 \cdot 0,1) + (0,0161 \cdot 9,74) = 2,178 \text{ м}^3 / \text{м}^3$$

Действительный объем водяных паров (при $\alpha > 1$) (5.25):

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = V^0_{\text{H}_2\text{O}} + 0,0161(\alpha - 1)V^0, \quad (5.25)$$

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = 2,178 + 0,0161 \cdot (1,2 - 1) \cdot 9,74 = 2,209 \text{ м}^3 / \text{м}^3$$

Теоретический объем азота [1. ф. 4-14]:

$$V^0_{\text{N}_2} = 0,79 \cdot V^0 + \frac{N_2}{100}, \quad (5.26)$$

$$V^0_{\text{N}_2} = 0,79 \cdot 9,74 + 0,01 \cdot 0,9 = 7,7 \text{ м}^3 / \text{м}^3$$

5.4.3 Коэффициент избытка воздуха и объемы дымовых газов по газоходам

Для обеспечения полного сжигания топлива в топочном объеме в него вводят воздуха больше, чем требуется по химической реакции. Дополнительное

					13.04.01.2017.090.13 ПЗ	Лист
						27
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

количество вводимого воздуха оценивают коэффициентом избытка воздуха, α , который равен отношению количества воздуха, введенного в топочный объем, к теоретически необходимому для полного сгорания 1 м³ топлива.

Коэффициент избытка воздуха зависит от вида сжигаемого топлива, его качества, условий и параметров топливоподготовки, метода сжигания топлива и конструкции топочного устройства. Для дальнейших расчетов α определяем по [1, табл. 5]:

Коэффициент избытка воздуха на выходе из топки $\alpha_m = 1,15$

Коэффициент избытка воздуха в котельном пучке (2-й и 3-й ход) (5.27):

$$\alpha_{kn} = \alpha_m + \Delta\alpha_{kn} , \quad (5.27)$$

где $\Delta\alpha = 0$ м– присосы воздуха во 2-м и 3-м ходе ;

$$\alpha_{kn} = 1,1 + 0 = 1,1 .$$

Действительный объем дымовых газов [1, ф. 4-08]:

$$V_2 = V_{N_2}^0 + V_{RO_2} + V_{H_2O}^0 + 1,0161(\alpha - 1)V_g^0 , \quad (5.28)$$

$$V_r = 1,034 + 7,7 + 2,209 + (1,2 - 1) \cdot 9,74 = 12,891 \text{ м}^3 / \text{ м}^3 .$$

Доля трехатомных газов [1, ф. 4-09]:

$$r_{RO_2} = \frac{V_{RO_2}^0}{V_2} , \quad (5.29)$$

$$r_{RO_2} = \frac{1,034}{12,891} = 0,08 .$$

Доля водяных паров [1, ф. 4-10]:

$$r_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}^0}{V_2} , \quad (5.30)$$

$$r_{H_2O} = \frac{2,209}{12,891} = 0,171 .$$

Суммарная объемная доля трехатомных газов [1, ф. 4-10]:

$$r_{II} = r_{H_2O} + r_{RO_2} , \quad (5.31)$$

										Лист
										28
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.04.01.2017.090.13 ПЗ

$$r_{II} = 0,171 + 0,08 = 0,251 .$$

В топке, втором и третьем ходах газоходов $V_{\Gamma}, r_{\text{RO}_2}, r_{\text{H}_2\text{O}}, r_{II}$, равны, так как присосы воздуха отсутствуют.

5.4.4 Расчёт энтальпий продуктов сгорания газа и воздуха

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

Теплосодержание продуктов сгорания, кДж/м³ [13]:

$$I_{\Sigma} = I_{\Sigma}^0 + I_{\text{в}}^0 \cdot (\alpha - 1), \quad (5.32)$$

$$I_{\Sigma}^0 = \sum_{i=1}^1 V_i^0 (c \cdot \vartheta) = (V_{\text{RO}_2}^0 \cdot c_{\text{RO}_2} + V_{\text{H}_2\text{O}}^0 \cdot c_{\text{H}_2\text{O}} + V_{\text{N}_2}^0 \cdot c_{\text{N}_2}) \cdot \vartheta \quad (5.33)$$

где I_{Σ}^0 и $I_{\text{в}}^0$ – теоретические теплосодержания газов и воздуха;

ϑ – температура газов, °С;

$c_{\text{RO}_2}, c_{\text{H}_2\text{O}}, c_{\text{N}_2}, c_{\text{в}}$ – теплоёмкости трёхатомных газов, водяных паров, азота и холодного воздуха (при температуре $t_{\text{хв}}$) и постоянном давлении (равном атмосферному) [17, таблица 4.3], кДж/м³.

Теплосодержание воздуха, кДж/м³ [13]:

$$I_{\text{в}}^0 = V^0 c_{\text{в}} I_{\text{в}}. \quad (5.34)$$

В таблице 5.4 указаны энтальпии воздуха и продуктов сгорания.

Таблица 5.4 – Энтальпии воздуха и продуктов сгорания

$\vartheta, ^\circ\text{C}$	$I_{\Gamma}^0, \text{кДж/м}^3$	$I_{\text{в}}^0, \text{кДж/м}^3$	$I_{\Gamma}, \text{кДж/м}^3$ при $\alpha=1,2$
1	2	3	4
20	303,3022	256,7816	341,8195
100	1487,061	1268,612	1677,353
200	3003,572	2552,52	3386,45
300	4562,875	3852,68	5140,777
400	6156,18	5181,52	6933,408

Окончание таблицы 5.4

1	2	3	4
600	9477,359	7934,8	10667,58
800	12956,06	10793,24	14575,04
1000	16582,93	13747,28	18645,02
1100	18429,77	15248,2	20717
1200	20309,27	16768,24	22824,5
1400	24070,2	19846,56	27047,18
1600	27957,33	22972,68	31403,23
1800	31916,65	26117,92	35834,34
2000	35990,66	29310,96	40387,31
2100	37930	30917,04	42567,56
2200	39951,72	32523,12	44830,19

5.4.5 Расчет теплового баланса котла

Тепловой баланс котла выражает количественное соотношение между поступившей в агрегат теплотой и суммой полезно использованной теплоты и тепловых потерь в окружающую среду

Располагаемое тепло топлива (5.35):

$$Q_p^p = Q_n^p \frac{\text{кДж}}{\text{нм}^3}, \quad (5.35)$$

$$Q_p^p = 32976 \frac{\text{кДж}}{\text{нм}^3}.$$

Температура уходящих газов $t_{yx} = 160^\circ\text{C}$.

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

$$I_{yx} = 2839 \frac{\text{кДж}}{\text{нм}^3}.$$

Температура холодного воздуха $t_{xв} = 12^\circ\text{C}$.

Энтальпия холодного воздуха рассчитывается по формуле (5.36):

$$I_{xв} = \alpha_{yx} \cdot V_в^0 \cdot (ct)_{xв}, \frac{\text{кДж}}{\text{нм}^3}. \quad (5.36)$$

где $V_в^0 = 9,74 \frac{\text{нм}^3}{\text{нм}^3}$ – теоретическое количество воздуха при сжигании 1м^3 газа;

									Лист
									30
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.04.01.2017.090.13 ПЗ

$(ct)_{xв} = 26,46 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}$ – удельная объемная энтальпия холодного воздуха.

$$I_{xв} = 1,15 \cdot 9,74 \cdot 26,46 = 296,4 \text{ кДж/нм}^3$$

Потери тепла от химического недожога. (По нормативным документам допустимое содержание оксида углерода (СО) при сжигании природного газа – не более 130 мг/м³. При таком содержании СО потери тепла от химического недожога составят $q_3 = 0,000333 \%$) [12]. Принимаем: $q_3 = 0$.

Потери тепла от механического недожога: $q_4 = 0$ (для газообразного топлива).
Потери тепла с уходящими газами (5.37):

$$q_2 = \frac{(I_{yx} - I_{xв}) \cdot (100 - q_4)}{Q_p^p}, \quad (5.37)$$

$$q_2 = \frac{(3301,319 - 290,9) \cdot (100 - 0)}{32976} = 8,2 \%$$

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

Потери тепла с физическим теплом шлаков [14]: $q_6 = 0$ (для газообразного топлива).

Сумма потерь тепла рассчитывается (5.38):

$$\Sigma q_i = q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6^{ул}, \%, \quad (5.38)$$

$$\Sigma q_i = 8,2 + 0,5 = 8,7 \%$$

Коэффициент полезного действия котла (брутто) (5.39):

$$\eta^{\text{бp}} = 100 - \Sigma q_i, \quad (5.39)$$

$$\eta^{\text{бp}} = 100 - 8,7 = 91,3\%.$$

Коэффициент сохранения тепла (5.40):

$$\varphi = 1 - \frac{q_5}{\eta^{\text{бp}} - q_5}, \quad (5.40)$$

					13.04.01.2017.090.13 ПЗ	Лист
						31
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\varphi = 1 - \frac{0,5}{91,3 - 0,5} = 0,9946.$$

Тепловая мощность котла (исходные данные): $Q_k = 1350 \frac{\text{кВт}}{\text{м}^3}$.

Полный расход топлива рассчитывается по формуле (5.41):

$$B = \frac{Q_k}{Q_p^p \cdot \eta_{mz}^{op}}, \quad (5.41)$$

$$B = \frac{1350}{32976 \cdot 0,913} = 0,045 \frac{\text{нм}^3}{\text{с}}.$$

Расчетный расход топлива (5.42):

$$B_p = B \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100}\right), \quad (5.42)$$

Для газообразного топлива: $B_p = B; B_p = 0,045 \text{ м}^3/\text{с}$.

5.4.6 Тепловой расчет топки

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

Объем топочной камеры

$$V_m = 1,49 \text{ м}^3.$$

Поверхность стен:

$$F_{cm} = 21,66 \text{ м}^2.$$

Полная лучевоспринимающая поверхность нагрева:

					13.04.01.2017.090.13 ПЗ	Лист
						32
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$H_{л} = 21,66 \text{ м}^2.$$

Коэффициент загрязнения экранов (для природного газа):

$$\xi = 0,65.$$

Коэффициент тепловой эффективности экранов:

- для камерных топок (5.43):

$$\Psi_{cp} = \frac{H_{л} \cdot \xi}{F_{cm}}, \quad (5.43)$$

$$\Psi_{cp} = \frac{21,66 \cdot 0,65}{21,66} = 0,65.$$

Эффективная толщина излучающего слоя (5.44):

$$S = \frac{3,6 \cdot V_m}{F_{cm}}, \text{ м} \quad (5.44)$$

$$S = \frac{3,6 \cdot 1,49}{21,66} = 0,2476 \text{ м}.$$

Абсолютное давление газов в токе, принимается:

$$p = 0,11 \text{ МПа}.$$

Принимаем предварительно температуру газов на выходе из топки

$$t_m'' = 1120^\circ \text{C}$$

Объемная доля водяных паров [11, таблица 9.1]:

$$r_{\text{H}_2\text{O}} = 0,178.$$

Объемная доля трехатомных газов [11, таблица 9.1]:

$$r_n = 0,261.$$

Суммарная поглощательная способность трехатомных газов и паров (5.45):

$$p_n s = p \cdot r_n \cdot s, \quad (5.45)$$

$$p_n s = 0,11 \cdot 0,261 \cdot 0,2476 = 0,0071 \text{ м} \cdot \text{МПа}.$$

Коэффициент ослабления лучей сажистыми частицами (5.46):

$$k_c = 0,3 \cdot (2 - \alpha_m) \left[1,6 \frac{(t_m'' + 273)}{1000} - 0,5 \right] \frac{C_p}{H_p} \quad (5.46)$$

									Лист
									33
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.04.01.2017.090.13 ПЗ

где C_p/H_p – соотношение содержаний углерода и водорода в рабочей массе топлива.

При сжигании газообразного топлива соотношение принимает вид (5.47):

$$\frac{C_p}{H_p} = 0,12 \Sigma \left(\frac{m}{n} \right) \cdot C_m H_n, \quad (5.47)$$

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

$$\frac{C_p}{H_p} = 0,12 \Sigma \left(\frac{1}{4} \cdot 94,2 + \frac{2}{6} \cdot 2,5 + \frac{3}{8} \cdot 0,4 + \frac{4}{10} \cdot 0,2 + \frac{5}{12} \cdot 0,1 \right) = 2,96,$$

$$k_c = 0,03 \cdot (2 - 1,15) \left[1,6 \frac{(1120 + 273)}{1000} - 0,5 \right] \cdot 2,96 = 1,3051 \frac{1}{\text{м} \cdot \text{МПа}}.$$

Степень черноты светящегося пламени определяется (5.48):

$$\alpha_{cv} = 1 - \exp \left(- (k_z \cdot r_n + k_c) \cdot p \cdot s \right), \quad (5.48)$$

где $k_z r_n$ – коэффициент ослабления лучей для трехатомных газов.

Определяются по формуле (5.49):

$$k_z r_n = \left[\frac{(7,8 + 16 \cdot r_{H_2O})}{3,16 \sqrt{p_n \cdot s}} - 1 \right] \left[1 - 0,37 \cdot \frac{(t_m'' + 273)}{1000} \right] \cdot r_n, \frac{1}{\text{м} \cdot \text{МПа}} \quad (5.49)$$

$$k_z \cdot r_n = \left[\frac{(7,8 + 16 \cdot 0,178)}{3,16 \sqrt{0,0071}} - 1 \right] \left[1 - 0,37 \cdot \frac{(1120 + 273)}{1000} \right] \cdot 0,261 = 4,967 \frac{1}{\text{м} \cdot \text{МПа}}.$$

Тогда:

$$\alpha_{cv} = 1 - \exp \left(- (4,967 + 1,3051) \cdot 0,11 \cdot 0,2476 \right) = 0,157.$$

Степень черноты несветящегося факела (5.50):

$$\alpha_z = 1 - \exp \left(- k_z \cdot r_n \cdot p \cdot s \right), \quad (5.50)$$

$$\alpha_2 = 1 - \exp(-4,967 \cdot 0,11 \cdot 0,2476) = 0,1265.$$

Тепло вносимое в топку при отсутствии подогрева (5.51):

$$Q_{xв} = I_{xв}, \frac{\text{кДж}}{\text{нм}^3}, \quad (5.51)$$

$$Q_{xв} = 290,9 \frac{\text{кДж}}{\text{нм}^3}.$$

Полезное тепловыделение в топке (5.52):

$$Q_m = \frac{Q_p^p \cdot (100 - q_3 - q_4 - q_6)}{100 - q_2} + Q_{вх}, \frac{\text{кДж}}{\text{нм}^3}, \quad (5.52)$$

$$Q_m = \frac{32976 \cdot (100)}{100} + 290,9 = 33266,9 \text{ кДж/нм}^3.$$

Степень черноты факела при сжигании жидкого и газообразного топлив (5.53):

$$\alpha_\phi = m \cdot \alpha_{св} + (1 - m) \cdot \alpha_2, \quad (5.53)$$

где m – коэффициент усреднения, зависящий от теплового напряжения топочного объема q_v определяется по формуле (5.54):

$$q_v = \frac{B \cdot Q_m}{V_m} \quad (5.54)$$

здесь Q_T – тепловыделение в топке,

$$q_v = \frac{0,045 \cdot 33266,9}{1,49} = 1101,3 \frac{\text{кВт}}{\text{м}^3}.$$

Коэффициент m определяется по [14]: $m = 0,6$.

$$\alpha_\phi = 0,6 \cdot 0,157 + (1 - 0,6) \cdot 0,1265 = 0,1448.$$

Степень черноты топки при сжигании жидкого и газообразного топлив (5.55):

$$\alpha_m = \frac{\alpha_\phi}{\alpha_\phi + (1 - \alpha_\phi) \cdot 0,65}, \quad (5.55)$$

					13.04.01.2017.090.13 ПЗ	Лист
						35
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\alpha_m = \frac{0,1448}{0,1448 + (1 - 0,1448) \cdot 0,65} = 0,2067$$

Теоретическая (адиабатическая) температура горения [определяем по таблице 5.1 для Q_T]:

$$t_a = 1827,5^\circ\text{C}$$

Средняя теплоемкость продуктов сгорания рассчитывается (5.56):

$$(VC)_{cp} = \frac{Q_m - I_m''}{t_a - t_m''}, \quad (5.56)$$

где $I_m'' = 18034,523 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}$ - энтальпия газов на выходе из топки (определяем по таблице 2 методом интерполяции),

$$(VC)_{cp} = \frac{36460,9 - 18034,523}{1827,5 - 1120} = 21,657 \frac{\text{кДж}}{\text{нм}^3 \cdot ^\circ\text{C}}$$

Относительное положение максимума температур:

$$x_m = 0,049.$$

Параметр, учитывающий характер распределения максимальных температур пламени по высоте топки (5.57):

$$M = 0,54 - 0,2 \cdot x_m, \quad (5.57)$$

$$M = 0,54 - 0,2 \cdot 0,049 = 0,5302.$$

Принимаем $M=0,5$.

Температура газов на выходе из топки рассчитывается по формуле (5.58):

$$t_T'' = \frac{t_a + 273}{\left\{ 0,5 \left[\frac{5,67 \cdot \Psi_{cp} \cdot F_{cm} \cdot \alpha_m \cdot (t_a + 273)^3}{10^{11} \cdot \varphi \cdot B_p \cdot (VC)_{cp}} \right]^{0,6} + 1 \right\}} - 273, ^\circ\text{C} \quad (5.58)$$

$$t_T'' = \frac{1827,5 + 273}{\left\{ 0,5 \left[\frac{5,67 \cdot 0,65 \cdot 21,66 \cdot 0,2067 \cdot (1827,5 + 273)^3}{10^{11} \cdot 0,9946 \cdot 0,075 \cdot 21,657} \right]^{0,6} + 1 \right\}} - 273 = 1142^\circ\text{C}$$

										Лист
										36
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2017.090.13 ПЗ					

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

Разница рассчитанной и предварительно заданной температуры газов на выходе из топки не превышает 10°C , следовательно, принимаем $t_T'' = 1142^{\circ}\text{C}$.

Энтальпия газов на выходе из топки (определяем по диаграмме «энтальпия - температура» или о табл. 5.4 настоящего расчета для t_T''):

$$I_m'' = 21602,15 \frac{\text{кДж}}{\text{нм}^3}.$$

Тепло, переданное излучением в топке (5.59):

$$Q_l = \varphi \cdot (Q_m - I_m''), \frac{\text{кДж}}{\text{нм}^3}, \quad (5.59)$$

$$Q_l = 0,9946 \cdot (33266,9 - 21602,15) = 14778,5 \frac{\text{кДж}}{\text{нм}^3}.$$

5.4.7 Тепловой расчет конвективных поверхностей нагрева

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

В основе расчета всех конвективных поверхностей нагрева лежат два уравнения:

1) уравнение теплового баланса (5.60):

$$Q^{\delta} = \varphi \cdot (I_{kn}' - I_{kn}'' + \alpha_{kn} \cdot I_{xв}^0), \quad (5.60)$$

уравнение теплопередачи в рассматриваемой поверхности нагрева (5.61):

$$Q_m = \frac{k \cdot F \cdot t}{B_p}. \quad (5.61)$$

Количество теплоты, отданное продуктами сгорания, приравнивается к теплоте, воспринятой воде, обтекающей трубы конвективной поверхности нагрева. Для выполнения расчета задаются температурой продуктов сгорания

										Лист
										37
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2017.090.13 ПЗ					

после рассчитываемой поверхности нагрева и затем уточняют ее путем последовательных приближений.

Расчет второго хода

Конструктивные размеры труб:

- диаметр внутренний $d_g = 0,052 \text{ м}$;
- длина трубы $l = 2,85 \text{ м}$;
- количество труб $z = 45$.

Среднее сечение для прохода газов рассчитывается (5.62):

$$F_z = \frac{\pi \cdot d_g^2}{4} \cdot z, \text{ м}^2 \quad (5.62)$$

$$F_z = \frac{3,14 \cdot 0,052^2}{4} \cdot 45 = 0,09552 \text{ м}^2 .$$

Поверхность нагрева пучка труб (5.63):

$$F = \pi \cdot d_g \cdot l \cdot z, \text{ м}^2 \quad (5.63)$$

$$F = 3,14 \cdot 0,052 \cdot 2,85 \cdot 45 = 20,941 \text{ м}^2 .$$

Температура газов на входе во второй ход [из расчета топки]:

$$t'_{2x} = t''_m = 1142^\circ\text{С} .$$

Энтальпия газов на входе во второй ход [из расчета топки]:

$$I'_{2x} = I''_m = 21602,15 \frac{\text{кДж}}{\text{нм}^3} .$$

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

$$t''_{2x} = 500^\circ\text{С} .$$

Энтальпия газов на выходе (определяем по табл. 5.4 настоящего расчета для t''_{2x}):

$$I''_{2x} = 8800,3 \frac{\text{кДж}}{\text{нм}^3} .$$

Тепловосприятие нагреваемой среды по балансу (5.64):

					13.04.01.2017.090.13 ПЗ	Лист
						38
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$Q_{\bar{o}} = \varphi \cdot (I'_{2x} - t''_{2x} + \alpha \cdot I^0_{x\bar{o}}), \frac{\text{кДж}}{\text{нм}^3} \quad (5.64)$$

$$Q_{\bar{o}} = 0,9946 \cdot (21602,15 - 8800,3 + 0) = 12732,7 \frac{\text{кДж}}{\text{нм}^3}.$$

Средняя температура газов (5.65):

$$t_2 = \frac{t'_{2x} + t''_{2x}}{2} \quad (5.65)$$

$$t_2 = \frac{1142 + 500}{2} = 821^\circ\text{C}.$$

Средняя температура котловой воды $t_g = 95^\circ\text{C}$.

Температурный напор на входе во 2 –й ход (5.66):

$$\Delta t_{\bar{o}} = t'_{2x} - t_g \quad (5.66)$$

$$\Delta t_{\bar{o}} = 1142 - 95 = 1047^\circ\text{C}.$$

Температурный напор на выходе из 2 – го хода (5.67):

$$\Delta t_m = t''_{2x} - t_g \quad (5.67)$$

$$\Delta t_m = 500 - 95 = 405^\circ\text{C}.$$

Средний температурный напор определяется по формуле (5.68):

$$\Delta t = \frac{\Delta t_{\bar{o}} - \Delta t_m}{\ln \frac{\Delta t_{\bar{o}}}{\Delta t_m}} \quad (5.68)$$

$$\Delta t = \frac{1047 - 405}{\ln \frac{1047}{405}} = 675,9^\circ\text{C}.$$

Объем дымовых газов на 1 нм³ топлива

									Лист
									39
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2017.090.13 ПЗ				

$$V_2 = 12,199 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3} .$$

Объемная доля водяных паров [таблица 5.3]:

$$r_{\text{H}_2\text{O}} = 0,178.$$

Суммарная объемная доля трехатомных газов и водяных паров:

$$r_n = 0,261 .$$

Средняя скорость газов в пучке (5.69):

$$W = \frac{B_p \cdot V_2 \cdot t_2 + 273}{F_2 \cdot 273}, \frac{\text{м}}{\text{с}} \quad (5.69)$$

$$W = \frac{0,045 \cdot 12,199 \cdot 821 + 273}{0,09552 \cdot 273} = 23,1 \frac{\text{м}}{\text{с}} .$$

Коэффициент теплопроводности дымовых газов при $t_2 = 821^\circ\text{C}$ (5.70):

$$\lambda = M_\lambda \cdot \lambda_2, \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot ^\circ\text{C}} \quad (5.70)$$

где M_λ – коэффициент, определяемый в зависимости от содержания водяных паров и температуры газов: $M_\lambda = 1,05$;

λ_2 – коэффициент теплопроводности дымовых газов среднего состава:

$$\lambda_2 = 5,638 \cdot 10^{-2} \frac{\text{Вт}}{(\text{м} \cdot ^\circ\text{C})} .$$

$$\lambda = 1,05 \cdot 5,638 \cdot 10^{-2} = 5,922 \cdot 10^{-2} \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot ^\circ\text{C}} .$$

Коэффициент кинематической вязкости дымовых газов при $t_2 = 821^\circ\text{C}$;(5.71):

$$\nu = M_\nu \cdot \nu_2, \frac{\text{м}^2}{\text{с}} \quad (5.71)$$

где M_ν – коэффициент, определяемый в зависимости от содержания водяных паров и температуры газов: $M_\nu = 1,02$;

ν_2 – коэффициент кинематической вязкости дымовых газов среднего состава:

$$\nu_2 = 73,011 \cdot 10^{-6} \frac{\text{м}^2}{\text{с}} .$$

										Лист
										40
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2017.090.13 ПЗ					

$$\nu = 1,02 \cdot 73,011 \cdot 10^{-6} = 74,46 \cdot 10^{-6} \frac{\text{м}^2}{\text{с}}$$

Критерий Pr при $t_2 = 821^\circ\text{C}$ рассчитывается по формуле (5.72):

$$Pr = M_{Pr} \cdot Pr_2 \quad (5.72)$$

где M_{Pr} – коэффициент, зависящий от содержания водяных паров: $M_{Pr} = 1,045$.

Pr_2 – критерий Pr для дымовых газов среднего состава: $Pr_2 = 0,62$.

$$Pr = 1,045 \cdot 0,62 = 0,6479$$

Коэффициент теплоотдачи конвекцией (5.73):

$$\alpha_k = 0,023 \cdot \frac{\lambda}{d_g} \cdot \left(W \frac{d_g}{\nu} \right)^{0,8} \cdot Pr^{0,4}, \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}} \quad (5.73)$$

$$\alpha_k = 0,023 \cdot \frac{5,922 \cdot 10^{-2}}{0,052} \cdot \left(\frac{37,23 \cdot 0,052}{74,46 \cdot 10^{-6}} \right)^{0,8} \cdot 0,6479^{0,4} = 74,2 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}}$$

Степень черноты загрязненных стенок лучевоспринимающих поверхностей:

$$\alpha_3 = 0,8$$

Эффективная толщина излучающего слоя (5.74):

$$s = 3,6 \frac{V}{F_{cm}} \quad (5.74)$$

где V – объем дымогарной трубы (5.75);

F_{cm} – площадь поверхности стен дымогарной трубы (5.76);

$$V = \frac{1}{4} \cdot \pi \cdot d_g^2 \cdot h, \text{м}^3 \quad (5.75)$$

$$F_{cm} = \pi \cdot d_g \cdot h, \text{м}^2 \quad (5.76)$$

После преобразования получим (5.77):

$$s = 0,9 \cdot d_g^2, \text{м} \quad (5.77)$$

					13.04.01.2017.090.13 ПЗ	Лист
						41
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$s = 0,9 \cdot 0,052 = 0,0468 \text{ м,}$$

Суммарная поглощательная способность трехатомных газов и паров (5.78):

$$p_n s = p r_n s \quad (5.78)$$

$$p_n s = 0,11 \cdot 0,261 \cdot 0,0468 = 0,00134 \text{ м} \cdot \text{МПа}$$

Коэффициент ослабления лучей трехатомными газами (5.79):

$$k_2 r_n = \left[\frac{(7,8 + 16 \cdot r_{\text{H}_2\text{O}})}{3,16 \sqrt{p_n \cdot s}} - 1 \right] \cdot \left[1 - 0,37 \cdot \frac{t + 273}{1000} \right] \cdot r_n \quad (5.79)$$

$$k_2 r_n = \left[\frac{(7,8 + 16 \cdot 0,1783)}{3,16 \sqrt{0,00134}} - 1 \right] \cdot \left[1 - 0,37 \cdot \frac{821 + 273}{1000} \right] \cdot 0,261 = 14,15 \frac{1}{\text{м} \cdot \text{МПа}}$$

Степень черноты потока газов при температуре рассчитывается (5.80-5.81):

$$T = t_2 + 273 = 812 + 273,15 = 1094,15 \text{ К} \quad (5.80)$$

$$\alpha = 1 - \exp(-kps) = 1 - \exp(-k_2 \cdot r_n \cdot p \cdot s), \quad (5.81)$$

$$\alpha = 1 - \exp(-14,15 \cdot 0,11 \cdot 0,0468) = 0,0703$$

Абсолютная температура загрязненной поверхности:

$$T_3 = 95 + 25 + 273,15 = 393,15 \text{ К}$$

При сжигании газа принимают $\Delta t = 25^\circ \text{C}$.

Коэффициент теплоотдачи излучением (5.82):

$$\alpha_n = 5,67 \cdot 10^{-8} \cdot \frac{\alpha_3 + 1}{2} \cdot \alpha \cdot T^3 \cdot \left(\frac{1 - \left(\frac{T_3}{T}\right)^{3,6}}{1 - \left(\frac{T_3}{T}\right)} \right) \quad (5.82)$$

					13.04.01.2017.090.13 ПЗ	Лист
						42
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\alpha_{л} = 5,67 \cdot 10^{-8} \cdot \frac{0,8+1}{2} \cdot 0,0703 \cdot 1094,15^3 \cdot \left(\frac{1 - \left(\frac{393,15}{1094,15} \right)^{3,6}}{1 - \left(\frac{393,15}{1094,15} \right)} \right) = 6,28 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{°C}}$$

Коэффициент использования поверхности нагрева $\xi = 1,0$.
Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке (5.83):

$$\alpha_1 = \xi \cdot (\alpha_k + \alpha_{л}) \quad (5.83)$$

$$\alpha_1 = 1,0 \cdot (74,2 + 6,28) = 80,47 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{°C}} .$$

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

Коэффициент теплопередачи (5.84):

$$k = \Psi \cdot \alpha_1 \quad (5.84)$$

$$k = 0,85 \cdot 80,47 = 68,41 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{°C}}$$

Тепловосприятие нагреваемой среды по уравнению теплообмена (5.85):

$$Q^m = \frac{k \cdot F \cdot \Delta t}{B_p} \quad (5.85)$$

$$Q^m = \frac{68,41 \cdot 20,941 \cdot 675,9}{0,045 \cdot 10^3} = 21517,4 \frac{\text{кДж}}{\text{нм}^3} .$$

Невязка теплового расчета 2-го хода (5.86):

$$\delta = \frac{Q^{\delta} - Q^m}{Q^{\delta}} \cdot 100\% \quad (5.86)$$

$$\delta = \frac{12734, -12910,4}{9734,037} \cdot 100\% = 1,39\%$$

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

										Лист
										43
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2017.090.13 ПЗ					

Расчет третьего хода

Конструктивные размеры труб:

- диаметр внутренний $d_g = 0,052 \text{ м}$;
- длина трубы $l = 3,148 \text{ м}$;
- количество труб $z = 30$.

Среднее сечение для прохода газов (5.87):

$$F_z = \frac{\pi \cdot d_g^2}{4} \cdot z \quad (5.87)$$

$$F_z = \frac{\pi \cdot 0,052^2}{4} \cdot 30 = 0,064 \text{ м}^2$$

Поверхность нагрева пучка труб (5.88):

$$F = \pi \cdot d_g \cdot l \cdot z \quad (5.88)$$

$$F = 3,14 \cdot 0,052 \cdot 3,148 \cdot 30 = 15,42 \text{ м}^2$$

Температура газов на входе в третий ход [из расчета 2-го хода]:

$$t'_{3x} = t''_{2x} = 500^\circ\text{C}$$

Энтальпия газов на входе во второй ход [из расчета 2-го хода]:

$$I'_{3x} = I''_{2x} = 8800,3 \frac{\text{кДж}}{\text{нм}^3}$$

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

$$t''_{3x} = 195^\circ\text{C}$$

Энтальпия газов на выходе [определяем по таблице 5.4 настоящего расчета для t''_{3x}]:

$$I''_{3x} = 3301,319 \frac{\text{кДж}}{\text{нм}^3}$$

Тепловосприятие нагреваемой среды по балансу (5.89):

$$Q_6 = \varphi \cdot (I'_{3x} - t''_{3x} + \Delta\alpha \cdot I_{хв}^0) \quad (5.89)$$

									Лист
									44
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.04.01.2017.090.13 ПЗ

$$Q_{\bar{o}} = 0,9946 \cdot (8800,3 - 3301,319 + 0) = 5469,3 \frac{\text{кДж}}{\text{нм}^3}.$$

Средняя температура газов (5.90):

$$t_z = \frac{t'_{3x} + t''_{3x}}{2} \quad (5.90)$$

$$t_z = \frac{500 + 195}{2} = 347,5^\circ\text{C}.$$

Средняя температура котловой воды $t_g = 95^\circ\text{C}$.
Температурный напор на входе в 3-й ход (5.91):

$$\Delta t_{\bar{o}} = t'_{3x} - t_g, ^\circ\text{C}, \quad (5.91)$$

$$\Delta t_{\bar{o}} = 500 - 95 = 405^\circ\text{C}.$$

Температурный напор на выходе из 3 – го хода (5.92):

$$\Delta t_{\bar{m}} = t''_{3x} - t_g, ^\circ\text{C} \quad (5.92)$$

$$\Delta t_{\bar{m}} = 195 - 95 = 100^\circ\text{C}.$$

Средний температурный напор (5.93):

$$\Delta t = \frac{\Delta t_{\bar{o}} - \Delta t_{\bar{m}}}{\ln \frac{\Delta t_{\bar{o}}}{\Delta t_{\bar{m}}}} \quad (5.93)$$

$$\Delta t = \frac{405 - 100}{\ln \frac{405}{100}} = 216,4^\circ\text{C}.$$

Объем дымовых газов на 1 нм^3 топлива:

$$V_z = 12,199 \frac{\text{нм}^3}{\text{нм}^3}.$$

Объемная доля водяных паров:

					13.04.01.2017.090.13 ПЗ	Лист
						45
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$r_{\text{H}_2\text{O}} = 0,178$$

Суммарная объемная доля трехатомных газов и водяных паров:

$$r_n = 0,261.$$

Средняя скорость газов в пучке (5.94):

$$\bar{W} = \frac{B_p \cdot V_2}{F_2} \cdot \frac{t_2 + 273}{273} \quad (5.94)$$

$$\bar{W} = \frac{0,075 \cdot 12,199}{0,064} \cdot \frac{347,5 + 273}{273} = 32,5 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

Коэффициент теплопроводности дымовых газов при $t_2 = 347,5^\circ\text{C}$ (5.95):

$$\lambda = M_\lambda \cdot \lambda_2 \quad (5.95)$$

где M_λ - коэффициент, определяемый в зависимости от содержания водяных паров и температуры газов: $M_\lambda = 1,05$;

λ_2 - коэффициент теплопроводности дымовых газов среднего состава:

$$\lambda_2 = 6,684 \cdot 10^{-2} \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot ^\circ\text{C}}$$

$$\lambda = 1,05 \cdot 6,684 \cdot 10^{-2} = 7,018 \cdot 10^{-2} \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot ^\circ\text{C}}$$

Коэффициент кинематической вязкости дымовых газов при $t_2 = 347,5^\circ\text{C}$ (6.96)

$$\nu = M_\nu \cdot \nu_2 \quad (5.96)$$

где M_ν - коэффициент, определяемый в зависимости от содержания водяных паров и температуры газов: $M_\nu = 1,02$;

ν_2 - коэффициент кинематической вязкости дымовых газов среднего состава:

$$\nu_2 = 37,99 \cdot 10^{-6} \frac{\text{м}^2}{\text{с}}$$

$$\nu = 1,02 \cdot 37,99 \cdot 10^{-6} = 38,745 \cdot 10^{-6} \frac{\text{м}^2}{\text{с}}$$

Критерий Pr при $t_2 = 347,5^\circ\text{C}$ (5.97):

					13.04.01.2017.090.13 ПЗ	Лист
						46
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$Pr = M_{Pr} \cdot Pr_2 \quad (5.97)$$

где M_{Pr} – коэффициент, зависящий от содержания водяных паров:
 $M_{Pr} = 1,045$.

Pr_2 – критерий Pr для дымовых газов среднего состава: $Pr_2 = 0,6695$

$$Pr = 1,045 \cdot 0,6695 = 0,6996$$

Коэффициент теплоотдачи конвекцией (5.98):

$$\alpha_k = 0,023 \cdot \frac{\lambda}{d_g} \cdot \left(\bar{W} \frac{d_g}{\nu} \right)^{0,8} \cdot Pr^{0,4} \quad (5.98)$$

$$\alpha_k = 0,023 \cdot \frac{7,018 \cdot 10^{-2}}{0,052} \left(\frac{32,5 \cdot 0,052}{38,745 \cdot 10^{-6}} \right)^{0,8} \cdot 0,6996^{0,4} = 142,16 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{°C}}$$

Степень черноты загрязненных стенок лучевоспринимающих поверхностей:

$$\alpha_z = 0,8$$

Эффективная толщина излучающего слоя (5.99):

$$s = 3,6 \frac{V}{F_{ст}} \quad (5.99)$$

где V – объем дымогарной трубы;

$F_{ст}$ – площадь поверхности стен дымогарной трубы;

После преобразования получим (5.100):

$$s = 0,9 \cdot d_g^2 \quad (5.100)$$

$$s = 0,9 \cdot 0,052 = 0,0468 \text{ м}$$

Суммарная поглощательная способность трехатомных газов и паров (5.101):

$$p_n s = pr_n s \quad (5.101)$$

$$p_n s = 0,11 \cdot 0,261 \cdot 0,0468 = 0,00134 \text{ м} \cdot \text{МПа}$$

Коэффициент ослабления лучей трехатомными газами (5.102):

					13.04.01.2017.090.13 ПЗ	Лист
						47
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$k_2 r_n = \left[\frac{(7,8 + 16 \cdot r_{H_2O})}{3,16 \sqrt{p_n s}} - 1 \right] \cdot \left[1 - 0,37 \cdot \frac{t + 273}{1000} \right] \cdot r_n, \quad (5.102)$$

$$k_2 r_n = \left[\frac{(7,8 + 16 \cdot 0,178)}{3,16 \sqrt{0,00134}} - 1 \right] \cdot \left[1 - 0,37 \cdot \frac{347,5 + 273}{1000} \right] \cdot 0,261 = 14,75 \frac{1}{\text{м} \cdot \text{МПа}}$$

Степень черноты потока газов при температуре (5.103-5.104):

$$T_3 = t_2 + 273, \quad (5.103)$$

$$T_3 = 347,5 + 273 = 620,65 \text{ К}.$$

$$\alpha = 1 - \exp(-kps) = 1 - \exp(-k_2 r_n ps), \quad (5.104)$$

$$\alpha = 1 - \exp(-14,75 \cdot 0,11 \cdot 0,0468) = 0,07312.$$

Абсолютная температура загрязненной поверхности:

$$T_3 = 95 + 25 + 273 = 393,15 \text{ К}.$$

При сжигании газа принимают $\Delta t = 25^\circ\text{C}$.

Коэффициент теплоотдачи излучением (5.105):

$$\alpha_n = 5,67 \cdot 10^{-8} \cdot \frac{\alpha_3 + 1}{2} \cdot \alpha \cdot T^3 \cdot \left(\frac{1 - \left(\frac{T_3}{T}\right)^{3,6}}{1 - \left(\frac{T_3}{T}\right)} \right) \quad (5.105)$$

$$\alpha_n = 5,67 \cdot 10^{-8} \cdot \frac{0,8 + 1}{2} \cdot 0,07312 \cdot 620,65^3 \cdot \left(\frac{1 - \left(\frac{393,15}{620,65}\right)^{3,6}}{1 - \left(\frac{393,15}{620,65}\right)} \right) = 1,96 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}}$$

Коэффициент использования поверхности нагрева $\xi = 1,0$.

Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке (5.106):

						Лист
					13.04.01.2017.090.13 ПЗ	48
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\alpha_1 = \xi \cdot (\alpha_k + \alpha_n) \quad (5.106)$$

$$\alpha_1 = 1,0 \cdot (142,16 + 1,96) = 144,12 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{°C}} .$$

Коэффициент тепловой эффективности поверхности нагрева $\Psi = 0,85$.
Коэффициент теплопередачи (5.107):

$$k = \Psi \cdot \alpha_1 \quad (5.107)$$

$$k = 0,85 \cdot 144,12 = 122,502 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{°C}} .$$

Тепловосприятие нагреваемой среды по уравнению теплообмена (5.108):

$$Q^m = \frac{k \cdot F \cdot \Delta t}{B_p} \quad (5.108)$$

$$Q^m = \frac{122,502 \cdot 15,42 \cdot 216,4}{0,075 \cdot 10^3} = 5450,339 \frac{\text{кДж}}{\text{нм}^3} .$$

Невязка теплового расчета 3-го хода (5.109):

$$\delta = \frac{Q^{\bar{o}} - Q^m}{Q^{\bar{o}}} \cdot 100\% \quad (5.109)$$

$$\delta = \frac{5469,3 - 5450,339}{5469,3} \cdot 100\% = 0,35\% .$$

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

5.4.8 Горелки

Теплофикационные водогрейные котлы Logano S825M могут эксплуатироваться с любой испытанной газовой напорной горелкой. Промышленные образцы газовых напорных горелок должны быть использованы в заводских условиях в соответствии с требованиями Немецкого Стандарта DIN EN 676.

					13.04.01.2017.090.13 ПЗ	Лист
						49
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

6 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ

В связи с экстенсивным характером развития промышленного производства во всём мире весьма актуальна стала проблема охраны окружающей среды от вредных промышленных газовых выбросов, которые возрастают по объёму на 5 % в год [32].

Исследование состава атмосферного воздуха в районах расположения крупных предприятий показывает, что большой удельный вес в общем загрязнении воздуха приходится на долю окислов азота. Даже при минимальных дозах окислы азота раздражают органы дыхания, разрушают оборудование и материалы, способствуют образованию смога.

Образование окислов азота в топках происходит главным образом в результате окисления азота воздуха при высоких температурах, а также при разложении и окислении азотосодержащих соединений, входящих в состав топлива.

Эмиссия оксидов азота является одним из важных антропогенных факторов, влияющих на состояние окружающей среды. Помимо локального и регионального воздействия (кислотные дожди, смог в городах и промышленных) выбросы этих газов оказывают глобальное влияние на климатическую систему, так как способствуют образованию в тропосфере одного из важных парниковых газов озона. При нормальной работе промышленно-отопительных котлов на природном газе практически единственным загрязнителем атмосферного воздуха являются оксиды азота NO_x .

Считается, что при сжигании традиционных топлив NO_x образуются за счет окисления азота воздуха; при этом выделяют три основных механизма:

- термический (механизм Зельдовича) – непосредственное окисление азота кислородом в высокотемпературных зонах;
- «быстрый» механизм – через реакции N_2 с углеводородными радикалами;
- « N_2O – механизм» – через реакции с образованием N_2O как промежуточного вещества.

Анализ вышеуказанных исследований позволяет констатировать следующее:

1) в зависимости от условий (температура, коэффициент расхода окислителя, богатая или бедная смесь) вклад того или иного механизма в образование NO_x может быть различным;

2) однозначно можно говорить, что при околостехиометрических смесях ($\alpha \approx 1$) определяющую роль играет 1 механизм, при обедненной смеси 1 ($\alpha \geq 1$) снижается температура пламени, а с ней и роль 1 механизма

Большое внимание в части уменьшения (подавления) образования NO_x уделяется использованию принципа ступенчатого и стадийного сжигания топлива, а, следовательно, и созданию многоступенчатых (двух-, трехступенчатых) камер сгорания (КС). Исследования данных процессов и испытания таких КС показали возможность снижения концентрации NO_x в 2 – 3 раза и еще более. Сочетания этого принципа с другими мерами и мероприятиями

									Лист
									52
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.04.01.2017.090.13 ПЗ

могут еще более сократить эмиссию NO_x . Так, в камерах комбинированных схем (при заранее перемешанных «бедных» смесях) может быть обеспечено уменьшение образования NO_x в 2 – 4 раза и даже на порядок.

Эффективность ступенчатого и стадийного сжигания топлива определяется некоторым снижением температуры в реакционных зонах, уменьшением длительности пребывания продуктов горения в этих зонах, предотвращением проскоков пламени в эти зоны и другими факторами.

Это техническое направление представляет собой технологию «богато/бедного» сжигания топлива, которое осуществляется в три стадии (в 3 зонах): сначала сжигается предварительно подготовленная «богатая» смесь топлива с воздухом; затем проводится резкое разбавление, при котором продукты сгорания «богатой» смеси быстро перемешиваются с добавляемым в камеру воздухом; на третьей стадии сжигается эта «бедная» смесь. Результаты исследований показывают, что сокращение концентрации с традиционными камерами диффузионного типа.

Использование микрофакельного принципа сжигания топлива, в том числе в трех-, двухзонных камерах, позволяет повысить эффективность процесса горения, решить вопросы исключения самовоспламеняемости и проскока пламени, радикально решить проблему «дефицита в воздуха» (с точки зрения получения и сжигания «богатой» смеси) и в конечном счёте также сократить эмиссию NO_x (до концентраций менее 30 мг/м^3).

Ещё один путь снижения эмиссии NO_x – введение в КС инертных разбавителей: впрыск воды или пара, создание парогазовой смеси (пар+ продукты сгорания, пар + воздух). Наилучшие результаты получены при подаче воды (до 20% от расхода топлива) в виде подготовленного топлива – водяной эмульсии и пара в потоке топлива – эмиссия NO_x снизилась в 2 раза.

Добавки в КС других газов – NH_3 , CH_4 и C_2H_6 – в небольших количествах (до 5 %) приводят к снижению концентрации NO_x , соответственно на 26, 58 и 86 %. Такое уменьшение обусловлено замедлением процесса окисления N_2 при введении в топливовоздушную смесь этих компонентов.

Таким образом, для уменьшения (подавления) образования оксидов азота существует очень много мероприятий, мер, технических решений. На основании рассмотренного материала можно провести некоторое условное их ранжирование с точки зрения повышения эффективности снижения NO_x : введение в камеры других газовых добавок (на 26 %), нестехиометрический подход (на 51 %), впрыск воды или пара (в 2 – 3 раза), принцип ступенчатого или стадийного сжигания топлива (на порядок и более).

Рассеивание выбросов при помощи дымовых труб является основным способом защиты атмосферы от чрезмерного ее загрязнения. При истечении в атмосферу дымовые газы состоят из продуктов реакции горения топлива. Происходит изменение их состава. Образуются новые соединения.

Отходящие газы от любых промышленных источников подлежат рассеиванию в атмосфере, даже если они не содержат токсичных веществ.

										Лист
										53
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.04.01.2017.090.13 ПЗ

Блочно-модульные котельные, топливом которых является природный газ, хороши тем, что они более экологичны, чем котельные, которые работают на угле. Но, тем не менее, они оказывают негативное влияние на окружающую среду из-за выбросов дымовых газов.

Вместе с продуктами сгорания в атмосферу уходят оксиды углерода, оксиды азота, диоксид серы и т.д. Примерное процентное соотношение компонентов в дымовых газах: углекислый газ CO_2 – 8...11 %; угарный газ CO – 80...100 ppm (миллионных долей); оксиды азота NO_x – 50...100 ppm; диоксид серы SO_2 – 180...220 ppm.[30] Наибольшее негативное воздействие на окружающую среду оказывают оксиды азота и диоксид серы.

Следовательно, что при разработке отопительной котельной большое внимание уделяется задаче по уменьшению негативного воздействия выбросов в районе размещения котельной. Для этого, в соответствии с Федеральным законом №384 [25], СНиП II-35-76 [29] и правилами проектирования [32], проводят расчеты по ОНД-86 [17].

Топливом для водогрейной котельной является природный газ, а нагрузками на потребителей являются только нагрузки на отопление, расчет высоты дымовой трубы проводится по выбросу оксидов азота для зимнего режима работы.

Исходные данные

Температура наружного воздуха $t_g = -15,8$ °C;

Температура уходящих дымовых газов $t_2 = 160$ °C;

Атмосферное давление $p_{атм} = 760$ мм.рт.ст;

Коэффициент избытка воздуха $\alpha = 1,07$;

Низшая теплота сгорания топлива: $Q_n^p = 32976$ кДж/м³;

Расход топлива $B = 0,045$ м³/с;

Объем дымовых газов при н.у. $V_2 = 12,199$ м³/м³;

Коэффициент, зависящий от температурной стратификации атмосферы $A = 160$;

Коэффициент, учитывающий скорость оседания вредных веществ в воздухе $F = 1$;

Коэффициент, учитывающий рельеф местности $\eta = 1$;

Предельно допустимая концентрация NO_2 ПДК_{м.р.} = 0,085 мг/м³ [£];

Определяем объемный расход дымовых газов из трубы при условиях выхода (при $p_{атм}$) по формуле (6.1):

$$V_p = \frac{(t_2 + 273) \cdot p_n \cdot V_2}{(t_n + 273) \cdot p_{атм}} \quad (6.1)$$

где t_n – температура наружного воздуха при н.у., °C;

$t_n = 0$ °C;

p_n – атмосферное давление при н.у., мм.рт.ст;

$p_n = 760$ мм.рт.ст.

									Лист
									54
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.04.01.2017.090.13 ПЗ

$$V_p = \frac{(160 + 273) \cdot 760 \cdot 12,199}{(0 + 273) \cdot 745} = 20,88 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}$$

По формуле (6.2) определим полный объем дымовых газов, выходящих из дымовой трубы:

$$V = V_p \cdot B \cdot z \quad (6.2)$$

где z – количество котлов, шт. $z = 1$.

$$V = 20,88 \cdot 0,045 \cdot 1 = 0,939 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

Согласно [33] водогрейными котлами малой мощности являются котлы с тепловой производительностью до 10 Гкал/ч ($\approx 11,34$ МВт), значит, котел Buderus Logano S825M мощностью 1350 кВт в разрабатываемой котельной является котлом малой мощности. Тогда массовый расход загрязняющего вещества NO_2 можно найти по формуле (6.3)

$$M_{\text{NO}_2} = z \cdot B \cdot Q_n^p \cdot K_{\text{NO}_2} \cdot \beta_k \cdot \beta_t \cdot \beta_\alpha \cdot (1 - \beta_r) \cdot (1 - \beta_\delta) \cdot k_n \quad (6.3)$$

где K_{NO_2} – удельный выброс оксидов азота при сжигании газа, г/МДж, определяется по формуле (5.4)[#] для водогрейных котлов:

$$K_{\text{NO}_2} = 0,013 \cdot \sqrt{z \cdot B \cdot Q_n^p} + 0,03 \quad (6.4)$$

где β_k – безразмерный коэффициент, учитывающий принципиальную конструкцию горелки;

$\beta_k = 1,6$, т.к. горелка инжекционная;

β_t – безразмерный коэффициент, учитывающий температуру воздуха, подаваемого для горения;

$\beta_t = 1$, т.к. подогрев воздуха отсутствует;

β_α – безразмерный коэффициент, учитывающий влияние избытка воздуха на образование оксидов азота;

$\beta_\alpha = 1$, т.к. котел работает по режимной карте;

β_r – безразмерный коэффициент, учитывающий влияние рециркуляции дымовых газов через горелки на образование оксидов азота;

$\beta_r = 0$, т.к. рециркуляция отсутствует;

β_δ – безразмерный коэффициент, учитывающий ступенчатый ввод воздуха в топочную камеру;

$\beta_\delta = 0$, т.к. ввод воздуха не ступенчатый;

k_n – коэффициент пересчета

						13.04.01.2017.090.13 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			55

$k_n = 1$, т.к. массовый расход необходимо получить в г/с.

$$K_{NO_2} = 0,013 \cdot \sqrt{1 \cdot 0,045 \cdot 32,98} + 0,03 = 0,065 \frac{\Gamma}{\text{МДж}};$$

$$M_{NO_2} = 1 \cdot 0,045 \cdot 32,98 \cdot 0,065 \cdot 1,6 \cdot 1 \cdot 1 \cdot (1-0) \cdot (1-0) \cdot 1 = 0,734 \frac{\Gamma}{\text{с}}$$

Для нахождения диаметра устья дымовой трубы, зададимся оптимальной скоростью дымовых газов $\omega = 14$ м/с.

По формуле (6.5) определим примерный диаметр устья:

$$D_{np} = \sqrt{\frac{4 \cdot V}{\pi \cdot \omega}} \quad (6.5)$$

$$D_{np} = \sqrt{\frac{4 \cdot 4,467}{3,14 \cdot 14}} = 0,629 \text{ м}$$

Округлим полученный диаметр до стандартного $D = 0,63$ м и пересчитаем по нему оптимальную скорость по формуле (6.6):

$$\omega_o = \frac{4 \cdot V}{\pi \cdot D_{np}^2} \quad (6.6)$$

$$\omega_o = \frac{4 \cdot 4,467}{3,14 \cdot 0,63^2} = 14,33 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

Для нахождения высоты дымовой трубы воспользуемся графическим методом, для которого необходимо построить график h_3-h_p , в котором h_3 – заданная, а h_p – рассчитанная по формуле (6.7) высота трубы:

$$h_p = \sqrt{\frac{A \cdot F \cdot M_{NO_2} \cdot m \cdot n}{\text{ПДК}_{NO_2}} \cdot \sqrt[3]{\frac{Z}{V \cdot \Delta T}}} \quad (6.7)$$

где ΔT – разность между температурой выбросов и температурой окружающей среды, °С;

Z – количество дымовых труб, шт. $Z = 1$ шт;

m и n – коэффициенты, зависящие от условий выхода газозадушной смеси из устья источника выброса.

					13.04.01.2017.090.13 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

Причем, при $f < f_e$, коэффициент m находится по формуле (6.8):

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

при $f_e < f < 100$, коэффициент m находится по формуле (6.9):

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{f_e} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{f_e}}; \quad (6.9)$$

при $v_m > 2$, коэффициент $n = 1$;

при $0,5 < v_m < 2$, коэффициент n находится по формуле (6.10):

$$n = 0,532 \cdot v_m^2 - 2,13 \cdot v_m + 3,13 \quad (6.10)$$

где f , v_m , v'_m и f_e – вспомогательные параметры, которые вычисляются по формулам (6.11–6.14) соответственно:

$$f = \frac{1000 \cdot \omega_o^2 \cdot D}{h_3 \cdot \Delta T} \quad (6.11)$$

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{V \cdot \Delta T}{h_3}} \quad (6.12)$$

$$v'_m = 1,3 \cdot \frac{\omega_o \cdot D}{h_3} \quad (6.13)$$

$$f_e = 800 \cdot (v'_m)^3 \quad (6.14)$$

Для построения графика h_3-h_p был проведен расчет для нескольких заданных высот. Результаты расчетов сведены в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 – Результаты расчетов для построения графика h_3-h_p

Параметр	Значения			
h_3 , м	10	6	16	20
F	0,465	1,293	0,182	0,12
v_m	2,87	3,41	2,46	2,28
v'_m	1,17	1,96	0,73	0,59
Fe	1281,29	5987,24	315,73	161,65
M	0,99	0,87	1,1	1,15
N	1	1	1	1
h_p , м	11,97	11,23	12,6	13

По полученным данным был построен график, представленный на рисунке 6.1.

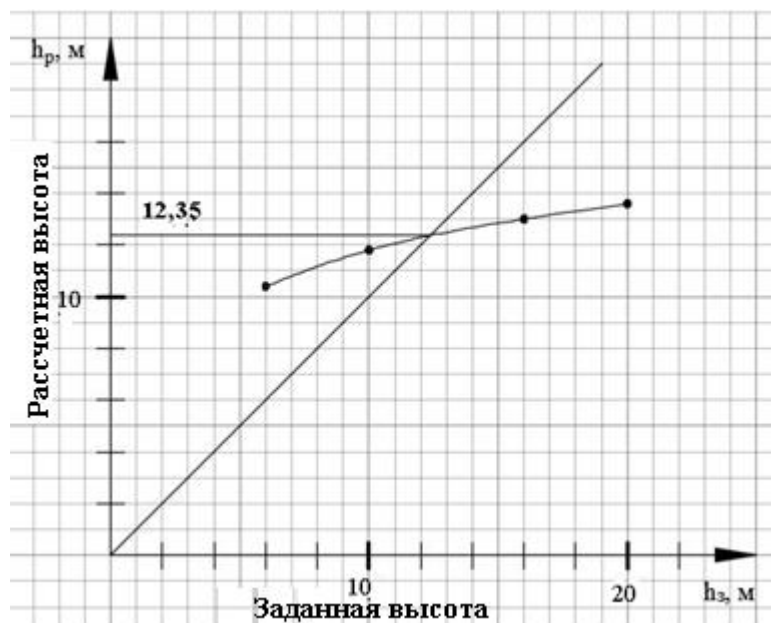


Рисунок 6.1 – График h_z-h_p

Таким образом, по графику определена минимальная высота дымовой трубы $h_{min} = 12,35$ м. Согласно [28], [29], [30] высота дымовой трубы котельной должна быть минимум на 0,5 м выше крыши котельной, как минимум на 2 м выше крыши самого высокого здания в радиусе 10 м, предусматривать возможное расширение котельной и обеспечивать рассеивание выбросов в соответствии с нормами. Высота котельной 10 м, близстоящие строения в радиусе 10 метров от котельной являются одноэтажными и имеют высоту 3 м. Таким образом, с учетом фоновой концентрации вредных веществ в атмосфере, высоту трубы следует принять $h = 12$ м.

По принятой высоте трубы по формуле (6.16) найдем максимальное значение приземной концентрации вредного вещества:

$$C_{\max} = \frac{A \cdot F \cdot M_{NO_2} \cdot m \cdot n \cdot \eta}{h^2 \sqrt[3]{V \cdot \Delta T}} \quad (6.16)$$

где m и n – коэффициенты, рассчитанные по формулам (6.9–6.15) для выбранной высоты трубы h (табл. 6.1).

$$C_{\max} = \frac{160 \cdot 1 \cdot 0,202 \cdot 0,734 \cdot 1 \cdot 1}{(12,35)^2 \sqrt[3]{4,467 \cdot (160 - (-15,8))}} = 0,021 \frac{\text{мг}}{\text{м}^3}$$

Поскольку $C_{\max} < \text{ПДК}_{NO_2}$, то принятая высота трубы полностью удовлетворяет требованиям безопасного уровня воздействия на окружающую среду [30].

7 КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ, ЗАЩИТА, АВТОМАТИКА КОТЕЛЬНОЙ

На одном из котлов установлены модулируемые газовые горелки марки GP – 700M фирмы «Oilon», работающие под наддувом. Другой работает от комбинированной горелки GKP-700M фирмы «Oilon», работающей как на газе, так и на дизельном топливе [29].

Горелки оснащены автоматической системой контроля факела, в качестве датчика контроля факела используется – ультрафиолетовый датчик.

Устройства автоматики (программное реле) смонтированы в шкафу управления котлом ШУК. Программное реле управляет всеми циклами работы горелки. При возникновении аварийной ситуации, автоматика отключает горелку.

В комплекте с горелкой также поставляется: поворотный фланец с концевым выключателем; уплотнение фланца горелки; регулятор соотношения воздух/газ, включая сервомотор; газовая форсунка; регулятор расхода газа; дифференциальное реле давления воздуха; трансформатор зажигания; кабель зажигания и электроды; детектор пламени; встроенный вентилятор воздуха горения с электродвигателем; воздушные заслонки; управляющие переключатели, угловой патрубок 90; клапан запального газа и инструкция по эксплуатации и техобслуживанию.

Устройства, размещенные в пульте котла и горелки, обеспечивают работу котла в следующих режимах:

- автоматический розжиг;
- автоматическое регулирование теплопроизводительности котла;
- аварийное отключение горелки при неисправности цепей защиты, включая исчезновения напряжения;
- аварийное отключение горелки при несанкционированном погасании пламени;
- аварийное погасание горелки при уменьшении расхода воды через котел;
- аварийное отключение подачи газа при понижении давления газа перед горелкой;
- аварийное отключение подачи газа при повышении давления газа перед горелкой;
- аварийное отключение при понижении давления воздуха перед горелкой;
- аварийное отключение при повышении давления воды на выходе из котла;
- аварийное отключение при повышении температуры воды на выходе из котла.

Автоматика горелки прекращает подачу топлива при:

- повышении и понижении газообразного топлива перед горелками;
- понижении давления воздуха перед горелками;
- погасании факелов горелок.

Шкафы управления котлами прекращают подачу топлива к горелкам при:

- повышении температуры воды на выходе из котла;

										Лист
										59
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.04.01.2017.090.13 ПЗ

Окончание таблицы 7.1

1	2	3
KM2	Пускатель электромагнитный рециркуляционного насоса	4
KM3	Пускатель электромагнитный насоса экономайзера	4
HL	Индикатор светосигнальный	25
HA	Аварийная звуковая сигнализация	1
SB	Блокиратор	1
TR	Электронный регулятор температуры	4
STB	Предохранительный ограничитель температуры	4

					13.04.01.2017.090.13 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

8.2 Нормирование вредных и опасных производственных факторов. Мероприятия по обеспечению безопасности труда

8.2.1 Параметры микроклимата. Воздух рабочей зоны

Работы производятся в производственном помещении с выделением тепла. Действующими нормативными документами, регламентирующими метеорологические условия, являются:

– СанПиН 2.2.4. 548 -396 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» [42];

– ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»[43].

Микроклимат определяется действующими на организм человека сочетаниями температуры, влажности и скорости движения воздуха и теплового облучения. Если сочетание этих параметров не является оптимальным для организма, может быть нарушено функциональное и тепловое состояние человека. Это может привести к напряжению реакции терморегуляции и ухудшению самочувствия.

Для оператора котельной категория выполняемых работ легкая 1а в операторской (относится работы с интенсивностью энерготрат до 120 ккал/ч (до 139 Вт), производимые сидя и сопровождающиеся незначительным физическим напряжением) и 1б при обходах технологического оборудования (относится работы с интенсивностью энерготрат 121 – 150 ккал/ч (140 – 174 Вт), производимые стоя или связанные с ходьбой и сопровождающиеся некоторым физическим напряжением) [42].

В таблице 8.2 указаны нормативы показателей микроклимата на рабочих местах

Таблица 8.2 – Величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ	Оптимальная	Температура, °С				Оптимальная влажность, %		Скорость движения воздуха, м/с	
			Допустимая				Оптимальная	Допустимая, не более	Оптимальная	Допустимая, не более
			Верхняя граница		Нижняя граница					
			На рабочих местах							
Постоянных	Непостоянных	Постоянных	Непостоянных	8	9	10	11			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Холодный	Легкая 1а	22-24	25	26	21	18	40-60	75	0,1	0,1

Окончание таблицы 8.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	Легкая 1б	21-23	24	25	20	17	40-60	75	0,1	0,2
Теплый	Легкая 1а	23-25	28	30	22	20	40-60	55 (при 28°С)	0,1	0,1-0,2
	Легкая 1б	22-24	28	30	21	19	40-60	60 (при 27°С)	0,2	0,1-0,3

Расчётная температура воздуха внутри котельной +12 °С, принята в соответствии с требованиями глав СНиП 2 35-76 (работа без постоянного обслуживающего персонала) и условий работы оборудования.

В котельном зале запроектирована приточно-вытяжная вентиляция. Приток механический, вытяжка из верхней зоны с естественным побуждением. Объем приточного воздуха (43000 м³/час) определён с учётом подачи подогретого воздуха на горение газа в котлах (37600 м³/час) и обеспечения трехкратного воздухообмена (5400 м³/час).

Отопление котельного зала осуществляется за счёт тепловыделений от оборудования и трубопроводов. Отопление бытовых помещений нагревательными приборами – стальными панельными радиаторами “ KERRMI” (Германия). Их выпуск налажен с 1967 г. На сегодняшний день компания Kermi является одним из лидеров на рынке.

Для уменьшения тепловых потерь и обеспечения требований техники безопасности предусмотрена тепловая изоляция поверхностей с температурой выше 45 °С. В качестве теплоизоляционного материала для газоходов приняты теплоизоляционные маты из минеральной ваты. Покрытие по изоляции для трубопроводов с температурой теплоносителя 130 °С в качестве основного теплоизоляционного материала используется материал фирмы “Armaflex”, изготавливаемый из вспененного синтетического каучука с закрытой ячеистой

структурой. Расчётная требуемая толщина изоляции значительно меньше, чем при традиционно применяемых материалах.

В помещении оператора поддерживается оптимальная температура воздуха $+22^{\circ}\text{C}$ в зимний период и $+23^{\circ}\text{C}$ в летний. В котельной для нормальной работы оборудования температура воздуха ниже допустимой $+12^{\circ}\text{C}$. Оператор находится в этом помещении не постоянно, только при ежедневном обходе. Согласно СанПиН 2.2.4.548-96 допускается при категории работ 1б находиться в помещении в течение часа. Все перечисленные условия выполняются.

В соответствии с требованиями «Инструкции по контролю за содержанием окиси углерода в помещениях котельных» и требованиями безопасности для автоматизированных котельных по загазованности метаном установлены датчики контроля окиси углерода и метана.

Нормы содержания вредных примесей в воздухе рабочей зоны:

– оксид углерода, класс опасности –4, допустимое значение концентрации – 20 мг/м^3 ;

– углеводороды алифатические предельные $\text{C}_1\text{--}\text{C}_{10}$ (в пересчете на C), класс опасности – 4, допустимое значение концентрации – 30 мг/м^3 ;

8.2.2 Освещение

Неблагоприятное освещение возникает вследствие плохой работы осветительных приборов и затененностью оборудования и конструкций.

Действующими нормативными документами являются СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение. Правила проектирования». Помещение цеха согласно СНиП 23-05-95 должно быть освещено таким образом, чтобы обеспечить качественный монтаж котла, а при эксплуатации, возможность правильной работы.

В выпускной работе предусматривается обеспечить достаточным дневным светом помещения котельной, а в ночное время искусственным освещением. Места, которые по технологическим причинам не обеспечиваются дневным светом, предусмотрено обеспечить электрическим светом.

Помимо рабочего освещения в котельной предусматривается аварийное освещение от источников питания, независимых от общей электроосвещенности котельной.

Проект освещения котельной выполнен на основании задания и требований глав СНиП 2-35-76 «Котельные установки» [46]. Величина электроосвещения принята в соответствии со СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение». В работе предусмотрено рабочее, аварийное и ремонтное освещение. Естественное освещение – боковое.

Установлены подвесные светильники с люминесцентными лампами ЛСП-02 2×40 , настенные светильники с лампой накаливания НПП – 03×100 . Ремонтное освещение предусмотрено 36 В посредством ящика ЯТП-0,25.

В таблице 8.3 указаны нормируемые величины освещенности .

										Лист
										65
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.04.01.2017.090.13 ПЗ

Таблица 8.3 – Нормируемая величина освещенности для участков котельной при общем наблюдении за ходом технологического процесса

Участок котельной	Разряд зрительной работы	Нормы освещенности
Измерительные приборы	5	50
Площадки обслуживания котлов и за котлами	5	50
Операторская	4	250

8.2.3 Виброакустические факторы

Работа оборудования котельной сопровождается механическими, аэродинамическими и гидродинамическими шумами. К такому оборудованию относятся котлы, вентиляторы, дымососы, трубопроводы. Шум ухудшает условия труда, оказывая вредное действие на организм человека. Работающие в условиях длительного воздействия испытывают раздражительность, головные боли, головокружение, снижение памяти, повышенную утомляемость, боли в ушах и так далее. Под воздействием шума снижается концентрация внимания, нарушаются физиологические функции, появляется усталость в связи с повышенными энергетическими затратами и нервно-психическим напряжением, ухудшается речевая коммутация. Все это снижает работоспособность человека и его производительность, качество и безопасность труда. Длительное воздействие интенсивного шума [выше 80 дБ (А)] на слух человека приводит к его частичной или полной потери. Как правило, шум является следствием вибрации, и оба фактора приводят к снижению производительности труда, ухудшению самочувствия. Меры по защите от повышенного шума и вибрации осуществляются согласно пунктам нормативных документов:

- ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ «Средства и методы защиты от шума» [40];
- ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ «Вибрационная безопасность. Общие требования».

В таблице 8.4 указаны предельные уровни звука в зависимости от категории тяжести и напряженности труда, являющиеся безопасными в отношении сохранения здоровья и работоспособности.

Таблица 8.4 – Предельные уровни звука, дБ, на рабочих местах

Категория напряженности труда	Категория тяжести труда			
	1. Легкая	2. Средняя	3. Тяжелая	4. Очень тяжелая
Мало напряженный	80 дБ	80 дБ	75 дБ	75 дБ
Умеренно напряженный	70 дБ	70 дБ	65 дБ	65 дБ
Напряженный	60 дБ	60 дБ	-	-
Очень напряженный	50 дБ	50 дБ	-	-

Уровень шума на рабочем месте оператора котлов не должен превышать 50дБА. Для снижения уровня шума стены и потолок помещений, где установлены компьютеры, могут быть облицованы звукопоглощающими материалами.

8.2.4 Электромагнитные излучения, электростатические поля и другие виды излучений

ПЭВМ являются источниками широкополосных электромагнитных излучений:

- мягкого рентгеновского ионизирующего;
- ультрафиолетового 200 – 400 нм;
- видимого 400 – 750 нм;
- ближнего инфракрасного 750 – 2000 нм;
- радиочастотного диапазона;
- электростатических полей.

При воздействии на клетки человека и животных ионизирующее излучение повреждает их. Что касается компьютеров, то рентгеновское излучение, создаваемое катодно-лучевой трубкой внутри монитора, незначительно. Оно эффективно экранируется со стеклом трубки, а поэтому ничтожно мало и сравнимо с естественным радиационным фоном. Условия труда, работающих с ЭВМ характеризуются возможностью воздействия на них электромагнитных полей и статического электричества. Действующими нормативными документами являются:

- СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. «Гигиенические требования к персонально электронно-вычислительным машинам и организации работ» [43];
- ГОСТ 12.1.006-84 (СТ СЭВ 5801-86) ССБТ. «Электромагнитные поля радиочастот. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля» [44];
- ГОСТ 12.4.124-83 ССБТ. «Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования» [45].

Временные допустимые уровни электромагнитных полей, создаваемых ПЭВМ, не должны превышать значений, представленных в таблице [8.5]

Таблица 8.5 – Временные допустимые уровни электромагнитного поля, создаваемые ПЭВМ на рабочем месте

Наименование параметров		ВДУ
Напряженность электрического поля	в диапазоне частот 5 Гц – 2 кГц	25 В/м
	в диапазоне частот 2 кГц – 400 кГц	2,5 В/м
Плотность магнитного потока	В диапазоне частот 5 Гц – 2 кГц	250 нТл
	В диапазоне частот 2 кГц – 400 кГц	25 нТл
Напряженность электростатического поля		15 кВ/м

Для предотвращения образования и защиты от статического электричества необходимо использовать нейтрализаторы и увлажнители, а полы должны иметь антистатическое покрытие, чаще проветривать помещение и хотя бы один раз в течение рабочей смены очищать экран от пыли. Допустимые уровни напряженности электростатических полей не должны превышать 20 кВ в течение 1 часа. Для снижения воздействия электромагнитного излучения рекомендуется применять мониторы с пониженным уровнем излучения (MPR-2, TCO-92, TCO-99), устанавливать защитные экраны, а также соблюдать регламентированные режимы труда и отдыха.

8.3 Безопасность производственных процессов и оборудования

8.3.1 Электробезопасность

Конструкция производственного оборудования, приводимого в действие электрической энергии, должна включать устройства (средства) для обеспечения электробезопасности. Производственное оборудование должно быть выполнено так, чтобы исключить накопление зарядов статического электричества в количестве, представляющем опасность для работающего, и исключить возможность пожара и взрыва. Категория помещений по электроопасности –1.

По степени надежности электроснабжения потребители котельной относятся ко второй категории. Напряжение сети принято 380/220 В. Электроснабжение предусматривается от сети примерно 380 В. Для обеспечения опасности необходимо соблюдать требования нормативных документов:

- ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ «Электробезопасность. Защитное заземление» [42];
- ГОСТ 12.1.038-82 «Электробезопасность. Предельно-допустимые напряжения прикосновений токов» [41].

Причинами поражения электрическим током оператора котельной могут быть: случайные прикосновения к токоведущим частям, поражения при поврежденной изоляции, а также при возникновении шагового напряжения на поверхности земли в результате замыкания провода на землю.

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

- рода и величины напряжения и силы электрического тока;
- частоты электрического тока;
- пути прохождения электрического тока через тело человека;
- продолжительности воздействия электрического тока на человека.

Взаимодействие с электрическим током может привести к:

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

Напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека при нормальном (не аварийном) режиме работы электроустановок не должны превышать значений, указанных в таблице [8.5].

										Лист
										68
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.04.01.2017.090.13 ПЗ

Таблица 8.5 – Напряжение прикосновения и токи при нормальном режиме работы электроустановки.

Род тока	U, В	I мА
	Не более	
Переменный, 50 Гц	2,0	0,3
Переменный, 400 Гц	3,0	0,4
Постоянный	8,0	1,0

Примечание: напряжения прикосновения и токи приведены при продолжительности воздействий не более 10 минут в сутки и установлены, исходя из реакции ощущения.

Предельно допустимые значения напряжений прикосновения при аварийном режиме производственных электроустановок с частотой тока 50Гц, напряжением выше 1000 В, с глухим заземлением нейтрали не должны превышать значений, указанных в таблице [8.6].

Таблица 8.6 – Предельно допустимые значения напряжений прикосновения при аварийном режиме производственных электроустановок

Продолжительность воздействия t, с	Предельно допустимое значение напряжения прикосновения U, В	Продолжительность воздействия t, с	Предельно допустимое значение напряжения прикосновения U, В
До 0,1	500	0,7	130
0,2	400	1,0	100
0,5	200	Св.1,0 до 5,0	65

Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов при аварийном режиме бытовых электроустановок напряжением до 1000 В и частотой 50Гц не должны превышать значений, указанных в таблице [8.7].

Таблица 8.7 – Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов при аварийном режиме бытовых электроустановок

Продолжительность воздействия t, с	Нормируемая величина		Продолжительность воздействия t, с	Нормируемая величина	
	U, В	I, А		U, В	I
От 0,1 до 0,08	220	220	0,6	40	40
0,1	200	200	0,7	35	35
0,2	100	100	0,8	30	30
0,3	70	70	0,9	27	27
0,4	55	55	1,0	25	25
0,5	50	50	Св. 1,0	12	2

Примечание: значения напряжений прикосновения и токов установленных для людей с массой тела от 15 кг.

Основными мероприятиями по защите рабочих от поражения электрическим током в соответствии с ГОСТ 12.4.011-96 ССБТ «Средства защиты работающих. Общие требования и классификация» являются:

1) обеспечение недоступности токоведущих частей для случайного прикосновения (ограждение или расположение на высоте не менее 6 метров);

2) организационные меры защиты:

– инструктаж по технике безопасности;

– проведение допуска к работе;

– усиленный надзор за контролем электрической изоляции;

3) Мероприятиями по устранению опасности поражения электрическим током:

– защитное заземление, то есть преднамеренное электрическое соединение электрических частей электроустановок с «землей» или ее эквивалентом;

– электрическая блокировка (при отключении котлоагрегатов предусматривают блокировку электродвигателей дымососов, дутьевых вентиляторов, механизмов подачи топлива);

– двойная изоляция;

– малые напряжения;

– контроль за изоляцией.

8.3.2 Пожаровзрывобезопасность

Так как технологический процесс связанный со сжиганием топлива, то возможный источник пожара в котельной – утечка топлива из газопровода и образования взрывоопасных газоздушных смесей. Также возможной причиной возникновения пожара может быть несоблюдение правил пожарной безопасности.

Действующими нормативными документами являются:

– ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ «Пожарная безопасность. Общие требования»;

– СНиП 2-35-76 «Котельные установки»;

– СНиП 2.08.02-89 «Общественные здания и сооружения».

Согласно СНиП И-35-76 «Котельные установки», помещение котельной относится к категории «Г». Степень огнестойкости здания – 2.

Применяемы меры по ограничению масштабов пожаров:

1) Конструктивные особенности здания котельной. Каркас здания – стальные колонны из широкополочного двутавра № 35Ш1 (ГОСТ 26020-83), фермы сварные из «парных» уголков (ГОСТ 8509 -97), балки и прогоны – из швеллеров. Для достижения степени огнестойкости два покрытия стойки, фермы и прогоны подлежат огнезащитной обработке напылением вспучивающиеся огнезащитными составами с обязательным контролем и восстановлением данного покрытия 1 раз в 5 лет специализированной организацией. Противопожарные перекрытия

										Лист
										70
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.04.01.2017.090.13 ПЗ

примыкают к наружным стенам, выполненным из огнестойких материалов без зазоров.

2) Контроль за воздушной средой. Для предупреждения образования взрывоопасных газоздушных смесей большое значение имеет контроль воздушной среды производственного помещения. Наиболее прогрессивен контроль воздушной среды производственных помещений автоматическими сигнализаторами довзрывных концентраций. Для автоматического отключения газа при сигнале загазованности помещения котельной и отключение электроэнергии предусмотрен клапан предохранительный запорный КПЗЭ-200. Сигнал срабатывания клапана выводится на щит в помещение оператора. При включении предупредительной сигнализации и аварийной вентиляции предусматривается автоматическое или ручное отключение всего или части технологического оборудования.

3) В случае возникновения пожара – сигнализация. В помещении котельной устанавливаются дымовые пожарные извещатели типа ИП 212-41КК и ручной пожарный извещатель типа ИПР. Охранная сигнализация выполнена на открывание дверей и ворот извещателями ИО 102-20. Система оповещения о пожаре разработана в соответствии с требованиями НПБ 104-03 и отнесена к первому типу. В качестве оповещателя использована сирена «Свирель-12В» – звуковой оповещатель. Провода пожарной и охранной сигнализации по стенам прокладываются в пластмассовом коробе. Схема автоматизации приточных установок отключает их по сигналу от датчика пожарной сигнализации.

4) Противопожарное оборудование. Для борьбы с пожаром котельная оборудована противопожарным инвентарем по существующим нормам противопожарной охраны. Состав этого инвентаря входят:

- пенные химические огнетушители;
- пожарные краны;
- ящики с песком
- лопаты;
- ведра.

Весь инвентарь расположен в доступном месте на входе в котельную.

										Лист
										71
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.04.01.2017.090.13 ПЗ					

9 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе в разделе «Экономика и управление» было представлено экономическое обоснование разработки водогрейной котельной на ПАО «ЧТПЗ». В работе рассматривается замена старого, морально-изношенного оборудования на новое с целью повышения экономической эффективности.

9.1 Смета капитальных затрат

Под усовершенствованием процесса теплоснабжения административного здания и складского помещения подразумеваются капитальные затраты (покупка нового оборудования).

В водогрейной котельной на ПАО «ЧТПЗ» будет производиться замена котлов на новые, с теплопроизводительностью, соответствующей существующей нагрузке, которые являются более эффективными.

Все цены на затраты на проектные, монтажные и пуско-наладочные работы в котельной приняты в соответствии с каталогами цен проектной организации ООО «ПромЭнергоСтрой» [48].

В таблице 9.1 приведена смета капитальных затрат.

Таблица 9.1 – Смета капитальных затрат на разработку отопительной котельной

Наименование затрат	Цена, тыс. руб.	Количество, шт.	Сумма, тыс.руб
Проектные работы	103,7	–	103,7
Монтажные работы	120,9	–	120,9
Пуско-наладочные работы	111,5	–	111,5
Котел Logano S825M [49]	642,0	2	642,0
Прочие затраты [48]	–	–	50,7
Итого	–	–	2767,6

9.2 Смета текущих затрат

После реконструкции котельной начинается ее эксплуатация, которая требует ежегодных затрат материальных, топливно-энергетических, транспортных и трудовых ресурсов. В расчете текущих затрат организации работы котельной приведены затраты на годовой расход топлива и электрической энергии, обслуживание оборудования и его текущий ремонт, заработная плата работников котельной, различные отчисления и расходы [52].

Вывод: текущие затраты на ПАО «ЧТПЗ» до смены оборудования выше, чем после. Это связано в первую очередь с тем, что при использовании старого оборудования расход топлива больше, чем при использовании нового. Из этого следует, что обслуживание и прочие текущие затраты будут больше.

9.3 Обоснование экономической эффективности проекта

Для того, чтобы определить является ли данная реконструкция экономически выгодной необходимо рассчитать срок окупаемости.

Срок окупаемости – это период времени, начиная с которого первоначальные вложения и другие затраты на разработку проекта, покрываются суммарными результатами его осуществления. При помощи данного результата можно сделать вывод о необходимости реконструкции данной водогрейной котельной.

Срок окупаемости рассчитывается по формуле 9.1. [52]:

$$T_{ок} = \frac{K_{рек}}{\Delta U}, \quad (9.1)$$

где $K_{рек}$ – капитальные затраты на разработку отопительной водогрейной котельной, тыс. руб.;

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

$$T_{ок} = \frac{2767,6}{12218,84 - 9667,60} = 1,08 \text{ года} \approx 1 \text{ год}$$

Вывод: разработка водогрейной котельной ПАО «ЧТПЗ» является экономически выгодной. Срок окупаемости данного проекта не превышает 5 лет, это свидетельствует об экономической эффективности.[48].

9.4 Качественный анализ проектных решений

Качественный подход к описанию рисков заключается в детальном и последовательном рассмотрении содержательных факторов, несущих неопределенность, и завершается формированием причин основных рисков и мер по их снижению. Одной из методик анализа сильных и слабых сторон предприятия, его внешних, благоприятных возможностей и угроз является SWOT - анализ.

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

В таблице 9.4 представлен SWOT-анализ для водогрейной котельной с заменой оборудования.

									Лист
									74
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.04.01.2017.090.13 ПЗ

Таблица 9.4 – SWOT-анализ после замены оборудования

<p>S:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Высокие сроки службы нового оборудования; 2) Автоматический режим работы оборудования; 3) Наличие обученного персонала; 4) Наличие большого количества автоматики; 5) Минимальные потери в тепловых сетях. 	<p>W:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Высокий уровень капитальных затрат; 2) Затраты на демонтаж, монтаж и пуско-наладочные работы.
<p>O:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Простота регулирования тепловой нагрузки в отопительный период; 2) Постоянный спрос на тепловую энергию 	<p>T:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Рост цен на топливо; 2) Зависимость от поставок основного топлива.

В таблице 9.5 представлен SWOT-анализ до замены оборудования.

Таблица 9.5 – SWOT-анализ до замены оборудования

<p>S:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Высокий уровень автоматизированности котельной, который позволяет снизить количество рабочего персонала и повышает уровень безопасности при эксплуатации отопительной котельной; 2) Модульные котельные компактны, не занимают большой площади; 3) Котельные не требуют существенных затрат при возведении блока; 4) Минимальные потери в тепловых сетях благодаря близости источника и потребителя. 	<p>W:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Высокий износ котельного оборудования, требующий осмотр и ремонт персонала; 2) Высокий расход топлива котлоагрегата; 3) Котельная не обеспечивает потребителя необходимым температурным режимом; 4) Перерасход электроэнергии; 5) Постоянный выход агрегатов из строя.
<p>O:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) появление новых поставщиков тепла; 2) Постоянный спрос на тепловую энергию 	<p>T:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Повышение тепловой нагрузки с увеличением потребителей тепла в поселке; 2) Повышение цен на покупку топлива; 3) Повышение тарифов на электроэнергию.

На основании результатов SWOT-анализа можно сделать вывод, что разработка водогрейной котельной, подразумевающая замену устаревшего оборудования на более новое, является более эффективным и экономичным вариантом.

На реконструкцию водогрейной котельной на ПАО «ЧТПЗ» могут повлиять следующие движущие силы:

- Повышение надежности оборудования. Этот фактор является наиболее значимым, так как бесперебойная работа котельной зависит от надежности оборудования.
- наличие квалифицированных специалистов. Также является сильным фактором, так как без квалифицированного персонала невозможна реализация проекта.
- новое, усовершенствованное оборудование. Этот фактор также является немаловажным, так как такое оборудование снабжено автоматикой, что положительно сказывается на работе оборудования.

К сдерживающим силам данного проекта относятся:

- рост цен на покупку и транспортировку оборудования. Это основной сдерживающий фактор, так как от того, хватит ли денежных средств компании для покрытия затрат на реализацию проекта, зависит реализация проекта.
- рост цен на топливо. Немаловажный фактор, так как стоимость топлива входит в текущие затраты, но средним по силе, поскольку перерасходы финансовых средств от повышения цен на топливо не смогут превысить количество сэкономленных от повышения эффективности котельной средств.

На рисунке 9.2 представлено поле сил реализации мероприятий по разработке водогрейной котельной ПАО «ЧТПЗ»

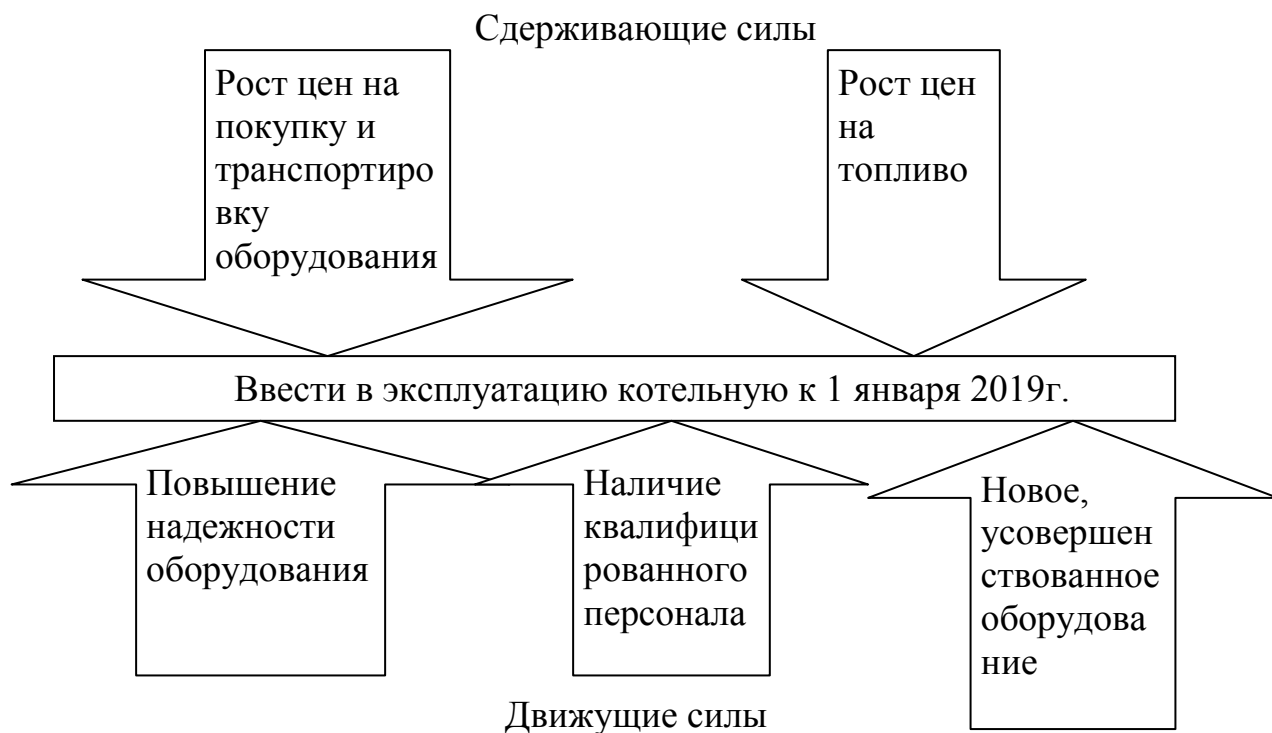


Рисунок 9.2 – Поле сил изменений системы

Вывод: Движущие силы преобладают над сдерживающими. Следовательно, цель реализуема.

9.7 Планирование мероприятий по реализации проекта

План-график Ганта позволяет:

- визуально оценить последовательность задач, их относительную длительность и протяженность проекта в целом;
- сравнить планируемый и реальный ход выполнения задач;
- детально проанализировать реальный ход выполнения задач. На графике отображаются интервалы времени, в течение которых задача: выполнялась, была приостановлена, возвращалась на доработку и т.д. Задачи на графике могут быть зависимы друг от друга.

В таблице 9.6 приведен график Ганта по реализации мероприятий разработки водогрейной котельной ПАО «ЧТПЗ».

Таблица 9.6 – План-график Ганта по реализации цели

Этап работы	Исполнитель	Кол. исполнителей	Продолжительность 2018г.											
			01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12
Разработка проекта, составление документации	ПТО	5												
Технико-экономический анализ ресурсов необходимых для реализации проекта	Отдел маркетинга	3												
Поиск подрядчиков	Отдел маркетинга	3												
Покупка материалов и оборудования	Снабженцы	2												
Демонтаж старого оборудования	Ремонтники, мастера	8												
Выполнение монтажных работ	Ремонтники	4												
Наладка основного и вспомогательного оборудования	Подрядчик	3												
Пуск в эксплуатацию	Обслуживающий персонал	8												
Сдача документации	Главный инженер	1												

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалифицированной работе на основании нормативно-справочной и технической литературы произведен расчет необходимых нагрузок на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение. Общая тепловая нагрузка составила 2,305 МВт. Для обеспечения нагрузок выбрано 2 водогрейных котла Logano S825M фирмы «Buderus» теплопроизводительностью 1350 кВт каждый. Рассчитана тепловая схема котельной. Из поверочного теплового расчета котла определены температуры воды, уходящих дымов газов, коэффициент полезного действия составил 91,56 %, расход топлива 0,214 м³/с.

В разделе «Вопросы экологии» был выполнен расчет дымовой трубы для обеспечения экологических норм по выбросам вредных и загрязняющих веществ, по результатам которого была выбрана максимальная приземистая концентрация выбросов, не превышающая предельно-допустимых значений.

Часть «БЖД» включает в себя мероприятия по обеспечению комфортных условий труда для оператора котельной. Выявлены опасные и вредные производственные факторы.

В экономической части была рассчитана производственная себестоимость производимого топлива, что составила 1625 руб/Гкал, также был ассчитан срок окупаемости данного проекта, по расчетам он составил 4 года, что является меньше нормативного, из этого следует, что проект является выгодным для реализации.

В графической части работы представлены чертежи принципиальной тепловой схемы, компоновка и разрезы котельной, чертеж котла, принципиальная схема КИПиА, демонстрационный лист по экономической части.

					13.04.01.2017.090.13 ПЗ	Лист
						79
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

53 Оптовые цены на газ, добываемый ОАО «Газпром». – URL: https://www.mrgtula.ru/download/15_06_23_08-17-914.pdf

54 Тарифы на электроэнергию в Челябинске и Челябинской области. – URL: http://energovopros.ru/spravochnik/elektrosnabzhenie/tarifynaelektroenergiju/cheljabinskaya_oblast/39188/

55 Расчет эксплуатационных затрат на производство тепловой энергии котельной установкой. – URL: <http://works.doklad.ru/view/uJFeCjPb318/all.html>

					13.04.01.2017.090.13 ПЗ	Лист
						83
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		