

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

ВЫПУСКНАЯ
КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
ПРОВЕРЕНА

Рецензент,
Директор ООО «Энергосервис»
_____ В.П. Трифонова
«__» _____ 2020 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой
«Промышленная теплоэнергетика»
к.т.н., доцент
_____ К.В. Осинцев
«__» _____ 2020 г.

**Разработка источника теплоснабжения промышленного предприятия
в г. Юрюзань Челябинской области**

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ БАКАЛАВРА
ЮУрГУ–13.03.01.2020.471. 16 ПЗ ВКР

Консультант по разделу
«Безопасность жизнедеятельности»,
к.т.н., доцент
_____ И.П. Палатинская
«__» _____ 2020 г.

Консультант по разделу
«Экономика и управление»,
старший преподаватель
_____ Р.А. Алабугина
«__» _____ 2020 г.

Руководитель работы
к.т.н., доцент
_____ Л.Е. Лымбина
«__» _____ 2020 г.

Автор работы,
студент группы ПЗ-579
_____ Н.А. Сотникова
«__» _____ 2020 г.

Нормоконтролер,
старший преподаватель
_____ Р.А. Алабугина
«__» _____ 2020 г.

Челябинск 2020

АННОТАЦИЯ

Сотникова Н.А. Разработка источника теплоснабжения промышленного предприятия в г.Юрюзань Челябинской области. – Челябинск: ЮУрГУ, ПИ, ЗФ; 2020, 108с., 4 ил., библиогр. список – 48 наим., 5 листов чертежей ф.А1, 2 демонстрационных листа ф.А1.

В выпускной квалификационной работе рассматривается разработка нового источника теплоснабжения для механического завода и для города Юрюзань Челябинской области.

Выпускная квалификационная работа состоит из введения, 10 глав, заключения и библиографического списка.

В выпускной квалификационной работе предложен вариант новой котельной, обеспечивающей теплоснабжение города и Юрюзанского механического завода. Главы выпускной квалификационной работы посвящены актуальности разработки новой котельной, обзору литературных источников, сравнению отечественных и зарубежных технологий в области котельного оборудования и выбору основного оборудования. В выпускной квалификационной работе выполнены: расчет тепловых нагрузок котельной, расчет температурного графика подачи тепла, расчет тепловой схемы новой котельной, расчет выбранного котлового оборудования и расчет теплообменных аппаратов.

Кроме этого в ВКР предложены схема автоматизации технологического процесса производства тепла, рассмотрены вопросы экологии, энергосбережения, безопасности жизнедеятельности, экономики и управления.

В заключении представлены развернутые выводы по проделанной работе. ВКР выполнена на современном уровне, с применением компьютерных технологий и программы AutoCad для графической части.

					<i>13.03.01.2020.471.16 ПЗ</i>					
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>						
<i>Выполнил</i>	Сотникова Н.А..				<i>Разработка источника теплоснабжения промышленного предприятия в г.Юрюзань Челябинской области</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руководитель</i>	Лымбина Л.Е.							<i>В</i>	<i>К</i>	<i>Р</i>
<i>Н. Конр.</i>	Алабугина Р.А.							ЮУрГУ Кафедра «Промышленная теплоэнергетика»		
<i>Зав. Каф.</i>	Осинцев К.В.									

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 ОБОСНОВАНИЕ И АКТУАЛЬНОСТЬ РАЗРАБОТКИ ИСТОЧНИКА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ.....	8
2 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ПЕРЕДОВЫХ РАЗРАБОТОК В КОТЛОСТРОЕНИИ.....	10
3 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ	13
4 РАЗРАБОТКА ИСТОЧНИКА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ В Г.ЮРЮЗАНЬ	14
4.1 Расчет тепловых нагрузок.....	16
4.1.1 Расчет сезонной нагрузки.....	18
4.1.2 Расчет круглогодичной тепловой нагрузки	20
4.1.3 Расчет суммарной тепловой нагрузки.....	23
4.1.4 Построение графика продолжительности суммарных тепловых нагрузок	25
4.1.5 Расчет годового отпуска тепла.....	26
4.1.6 Расчет и построение температурного графика.....	27
4.2 Расчет тепловой схемы источника теплоснабжения.....	30
4.2.1 Описание тепловой схемы котельной	30
4.2.2 Расчет тепловой схемы новой котельной	31
4.3 Расчет основного оборудования.....	33
4.3.1 Устройство котла ТЕРМОТЕХНИК серии ТТ100 мощностью 10 МВт	34
4.4 Тепловой расчет котла.....	37
4.4.1 Расчет теплосодержания продуктов сгорания	37
4.4.2 Расчет теплосодержания продуктов сгорания	39
4.4.3 Расчет расхода топлива на котел	42
4.4.4 Конструктивный расчет котла	43
4.4.5 Тепловой расчет топки котла	44
4.4.6 Расчет теплоотдачи второго хода котла.....	46
4.4.7 Расчет теплоотдачи третьего хода котла	49
5 ИССЛЕДОВАНИЕ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ НАПОРА ТЕПЛОВОЙ СЕТИ В УСЛОВИЯХ ГОРНОЙ МЕСТОСТИ	55
5.1 Реализация тепловой схемы котельной с закрытым котловым контуром	55
5.2 Исходные данные для расчета теплообменных аппаратов	56
5.3 Расчет теплообменных аппаратов.....	57
6 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ	66
6.1 Основные технологические решения энергосбережения нового источника теплоснабжения города Юрюзань.....	66
6.2 Разработка организационных мероприятий по энергосбережению	67
для источника теплоснабжения города Юрюзань.....	67

									Лист
									4
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2020.471.16 ПЗ ВКР				

6.3 Рекомендации к дальнейшему внедрению мероприятий по энергосбережению по окончании реализации проекта новой котельной города Юрюзань.....	68
7 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ	70
7.1 Расчет объемов продуктов сгорания.....	70
7.2 Расчет выброса NO ₂	71
7.3 Расчет дымовых труб.....	72
8 АВТОМАТИЗАЦИЯ.....	78
8.1 Автоматизация котлоагрегатов	79
8.2 Тепловой контроль и регулирование тепловой схемы котельной.....	82
8.3 Автоматизация топливоснабжения	83
9 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ	84
9.2 Обеспечение безопасности здания и оборудования.....	86
10 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ	91
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	103
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	105
ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	108

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время сохраняется тенденция роста цен на энергоносители, и стоимость энергоносителей составляет все большую долю в себестоимости продукции промышленных предприятий, тем самым снижая ее конкурентоспособность из-за роста цен. Основополагающее назначение любой системы теплоснабжения заключается в бесперебойном и качественном обеспечении потребителей тепловой энергией требуемых параметров, необходимой для обеспечения нужд отопления, горячего водоснабжения и вентиляции (для общественных и промышленных зданий). В состав любой системы теплоснабжения входят три основных элемента: теплоисточник, система транспортировки теплоносителя и непосредственно потребитель тепловой энергии

Обостряют энергетическую проблему – устаревшее оборудование источников теплоснабжения, значительный объем теплопотерь, в том числе в сетях, отсутствие достаточного финансирования, дефицит топлива, энергоемкость производств и усугубившаяся экологическая обстановка. Нерешенность этих технических и экономических задач значительно снижает качество и энергетическую эффективность источников теплоснабжения.

В настоящий момент отечественный рынок готов предложить различные технологические решения в области реконструкции и разработки абсолютно новых источников теплоснабжения на базе российского и зарубежного котлового оборудования и средств автоматизации выработки тепла, внедрения различных способов регулирования, использование природного газа в качестве топлива. В конечном итоге это позволяет добиться существенного эффекта энергосбережения, повысить надежность и качество теплоснабжения, обеспечить простоту и удобство эксплуатации энергетического оборудования.

В г.Юрюзань Катав-Ивановского района Челябинской области проблемы в области производства тепла промышленного предприятия. Дальнейшая эксплуатация существующей котельной не отвечает современным требованиям потребителей и должна быть в самое ближайшее время приостановлена.

Для выхода из сложившейся ситуации предлагаю вариант проектирования и реализации новой котельной для г.Юрюзань Челябинской области, снабжающей и город, и механический завод, с использованием современного оборудования котельной, средств регулирования, контроля и защиты.

Целью выпускной квалификационной работы является разработка нового источника теплоснабжения необходимой тепловой мощности для нужд предприятия.

Задачами работы являются:

- определение тепловых нагрузок жилищно-коммунального хозяйства города и Юрюзанского механического завода;
- предложение технического решения нового источника теплоснабжения необходимой мощности для независимого обеспечения энергоресурсами города и механического завода;

					13.03.01.2020.471.16 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		6

- предложение технического решения средств энергосбережения, регулирования теплоносителя, контроля и защиты оборудования;
- определение экономической эффективности предлагаемого технического решения по внедрению нового источника теплоснабжения г.Юрюзань.

Решение этих задач позволит обеспечить город и завод стабильным и качественным теплоснабжением, снизить потери энергоносителя, оптимизировать расход топлива, обеспечить эффективное и надежное функционирование котельного оборудования, минимизировать количество аварийных ситуаций, уменьшить экологическую нагрузку и получить экономический эффект от проведенных мероприятий.

					<i>13.03.01.2020.471.16 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		7

Кроме того, генеральный план города Юрюзань предполагает только централизованную систему теплоснабжения, а значит при использовании действующей котельной сохраняются значительные потери тепла в тепловых сетях и высокие расходы электроэнергии на подкачивающих тепловых насосных станциях. Это обстоятельство влечет за собой снижение надежности распределительных сетей.

В совокупности с физически изношенным и морально устаревшим оборудованием существующей городской котельной, отсутствием достаточного регулирования температуры воды в сетях, увеличенным расходом воды и газа, сниженным располагаемым напором на выходе из котельной, отсутствием средств автоматизации и защиты дальнейшая эксплуатация существующей городской котельной представляется нецелесообразной.

В выпускной квалификационной работе предлагается разработка нового источника теплоснабжения города Юрюзань, расположенного на производственных площадях Юрюзанского механического завода. Это позволит сократить не менее чем на треть потери тепла при транспортировке, существенно снизить расход электроэнергии, за счет прекращения использования тепловых насосных станций (за исключением тепловой насосной станции по ул. Гончарова), повысить надежность системы теплоснабжения города и предоставить потребителям качественные услуги отопления и горячего водоснабжения в течение всего года. Кроме того, реализация проекта с использованием нового современного котельного оборудования, а так же средств регулирования, автоматизации и защиты позволит оптимизировать процесс выработки тепла, минимизировать затраты по расходу и транспортировке энергоресурсов, обеспечит эффективное энергосбережение согласно ФЗ № 261 от 23.11.2009, и гарантировать поставку потребителю энергоносителя надлежащего качества.

					<i>13.03.01.2020.471.16 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		9

- типовые технологически решения автоматизации процесса выработки тепла;
- возможно расширение комплектации системы управления дополнительными модулями.

Стоит так же отметить высокую степень автоматизации технологического процесса зарубежного оборудования, разработанную специально для котлов той или иной серии, при этом все технические решения контрольно-измерительных приборов, автоматики и защиты поставляются совместно с котлоагрегатами. Комплексная автоматизация импортного оборудования решена на высоком уровне и имеет достаточно высокий класс надежности. Информация о технологическом процессе поступает на собственный контроллер, который обеспечивает своевременную выработку сигналов регулирования, отключения, блокировки и сигнализации. Комплексная автоматизация котлов «Термотехник ТТ 100», разработанная той же компанией «Энтророс» существенно уступает оборудованию «WolfEnergySolutions», «ICI Caldaie» и «Bosh» [73].

4) Стоимость оборудования:

В свете нестабильной экономической ситуации, девальвации рубля, различных санкционных ограничений сотрудничества в технологической сфере, отечественные котлы «Термотехник ТТ 100», различные сопутствующие комплектующие, запасные части, а так же монтажные работы по установке и ремонту котлоагрегатов, техническое обслуживание котлов ей имеют более привлекательную стоимость. Разница в стоимости отечественного и зарубежного оборудования при одинаковых технических характеристиках может отличаться в 2,5 раза в пользу российских котлов.

5) Монтаж, пуско-наладка и эксплуатационно-техническое обслуживание котлов:

- конструкция котлов предполагает специализированные крюки, благодаря которым обеспечивается удобство транспортировки, перемещения и установки при помощи крана;
- конструкция котлов предусматривает свободный доступ к топочной камере, что в свою очередь обеспечивает простоту и легкость работ по очистки котла;
- конструкция специальной футеровки дверцы для горелки обеспечивает легкий монтаж горелок большинства известных производителей.

Основным приемом преимуществом отечественных котлов «Термотехник ТТ 100» является их относительно низкая стоимость в сравнении с импортными конкурентами. Производство котлов, комплектующих и сопутствующего оборудования выполняется на территории России, что гарантирует также надежность и короткие сроки поставки котлового оборудования. Зарубежные аналоги, как отмечалось ранее значительно дороже, поставка оборудования с учетом различных таможенных операций может затягиваться до полугода. Использование же более дешевых отечественных комплектующих для зарубежных аналогов допустимо, однако может сказаться на надежности работы оборудования в силу разницы технологических решений.

					<i>13.03.01.2020.471.16 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		12

В силу этих обстоятельств в выпускной квалификационной работе при разработке источника теплоснабжения для города Юрюзань и механического завода было принято решение использовать оборудование отечественного производителя «Энтророс», котлы серии «Термотехник ТТ 100».

					<i>13.03.01.2020.471.16 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>13</i>

3 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ

Котельная на газообразном топливе является опасным промышленным объектом (сокращенно ОПО), поэтому на любой стадии – от проектирования до окончания эксплуатации вся документация, а также само оборудование подвергается регулярным проверкам и освидетельствованиям контролирующими органами исполнительной власти. При проектировании ОПО такого рода в первую очередь следует руководствоваться официальными источниками, утвержденными специальными постановлениями Правительства РФ. Обязательно проверять актуальность изданий и статус: документ, действующий или отменен.

В настоящее время действуют следующие основные нормативные документы, которые были использованы в настоящей работе:

1.Федеральный закон от 21.07.2011 г. № 256-ФЗ. О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса, который устанавливает организационные и правовые основы в сфере обеспечения безопасности объектов топливноэнергетического комплекса в Российской Федерации, за исключением объектов атомной энергетики.

2.СП 41-104-2000 Проектирование автономных источников теплоснабжения.

3.СП 124.13330.2012 (СНиП 41-02-2003) «Тепловые сети» устанавливает правила проектирование теплопроводов.

4.СП 61.13330.2012 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов» определяет требования к типам и материалам изоляции технологического оборудования котельной и трубопроводов горячей воды и пара.

Для глубокого понимания механизмов работы такого сложного объекта как газовая котельная недостаточно знаний, почерпнутых только из нормативной литературы. Территория Российской Федерации всегда отличалась суровым климатом, поэтому в отечественной литературе накоплено большое количество технических книг по тематике котельного оборудования, тепловых сетей и особенностям теплоснабжения объектов. Конечно, значение таких книг как «Теплоснабжение» и «Газоснабжение» под ред. А.А. Ионина, «Проектирование тепловых сетей» (Справочник проектировщика) под редакцией А.А. Николаева трудно переоценить. Современные технологии котельных позволяют полностью автоматизировать производство тепловой энергией, управлять оборудованием дистанционно. Новейшие приборы безопасности также являются сложными устройствами. На второй план уходят умение производить расчеты вручную.

Среди ученых, разрабатывающих актуальную литературу для студентов можно отметить:

1.Клименко А.В. – выдающийся ученый, член-корреспондент РАН выпустил серию книг, как монографий так и в соавторстве. Справочная серия «Теплоэнергетика и теплотехника» в 4-х книгах, в частности «Теплоэнергетика и теплотехника. Общие вопросы. Книга 1» раскрывает общие вопросы в области теплоэнергетики и теплотехники.

					13.03.01.2020.471.16 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

2. Расчет тепловой схемы выполнен в соответствии с рекомендациями Кириллова В.В., которые он излагает в учебном пособии для студентов «Расчет тепловых схем источников теплоснабжения промышленных предприятий». В пособии рассмотрены вопросы расчета теплового потребления, тепловых нагрузок, проектирования и расчета тепловых схем.

3. Липатников Г.А., Гузеев М.С. «Автоматическое регулирование объектов теплоэнергетики» – приведены краткие сведения по теории автоматического регулирования, методам математического моделирования объектов и систем регулирования объектов теплоэнергетики; дано описание современных средств автоматизации, применяемых законов регулирования и их реализации; представлены схемы автоматического регулирования и защиты основного и вспомогательного оборудования тепловых электростанций, в том числе при блочной ее компоновке, а также отопительных и производственных котельных.

При разработке раздела по энергосбережению необходимо изучить книги Фокина В.М. У данного автора серия книг, посвященных энергосбережению в вопросах теплоснабжения и выработки тепловой энергии. При написании отдельных разделов проекта были изучены статьи, опубликованные в сети Интернет.

Итоговый состав литературных источников, использованных при написании данной выпускной квалификационной работы представлен в библиографическом списке.

					<i>13.03.01.2020.471.16 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
						15
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

4 РАЗРАБОТКА ИСТОЧНИКА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ В Г.ЮРЮЗАНЬ

4.1 Расчет тепловых нагрузок

Основной задачей новой котельной, рассматриваемой в выпускной квалификационной работе, является стабильное производство и поставка теплоносителя в многоквартирные дома города Юрюзань, торговые помещения, общественные и административные здания, а также обеспечение теплом производственных нужд Юрюзанского механического завода.

Исходные данные для расчета:

Принимаем расчетные климатические данные согласно СНиП 23-01-99 [17]:

- расчетная температура наружного воздуха $t_{нв} = -34^{\circ}\text{C}$;
- средняя температура наружного воздуха за отопительный период $t_{ом.п.}^{cp} = -6,5^{\circ}\text{C}$;
- средняя температура наружного воздуха самого холодного месяца $t_{ХМ}^{cp} = -15,8^{\circ}\text{C}$;
- температуру воздуха внутри отапливаемых помещений $t_{в} = +20^{\circ}\text{C}$;
- продолжительность отопительного периода $n = 218$ дней;

Сведения по показателям тепловых нагрузок существующих микрорайонов города приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Исходные данные тепловых нагрузок микрорайонов города Юрюзань

Обозначение энергорайона	Наименование микрорайона	Максимальный часовой расход тепла на отопление района, МВт	Средненедельный расход тепла на ГВС на район, МВт
1	2	3	4
Район №1	ДРСУ	0,72	0,19
Район №2	ЮГРЭС	0,92	0,25
Район №3	Сосновка (восток)	3,54	0,96
Район №4	Сосновка (запад)	3,87	1,05
Район №5	Лука	2,67	0,72
Район №6	Старый центр	1,85	0,50
Район №7	Пожарище	1,35	0,36
Район №8	Центр	2,62	0,71
Район №9	Финский	2,15	0,58
Район №10	Юрюзанский машиностроительный завод	0,98	0,26
Район №11	Планируемый к возведению район	Согласно расчетам	

Перечень планируемых к возведению зданий и строительные характеристики зданий приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Планируемые к возведению здания

Условное обозначение здания	Условный адрес здания	Назначение здания
1	2	3
Здание №1	в границах ул.Советска – Сиреневый переулок	7-ми этажный жилой дом, в проекте
Здание №2	в границах ул.Советска – Сиреневый переулок	7-ми этажный жилой дом, в проекте
Здание №3	в границах ул. Дружбы – Сиреневый переулок	5-ми этажный жилой дом, в проекте
Здание №4	в границах ул. Дружбы – Сиреневый переулок	5-ми этажный жилой дом, в проекте
Здание №5	в границах ул. Дружбы – Сиреневый переулок	5-ми этажный жилой дом, в проекте
Здание №6	в границах ул. Дружбы – Сиреневый переулок	Школа
Здание №7	в границах ул. Дружбы – Цветочный переулок	детский сад
Здание №8	в границах ул. Дружбы – Цветочный переулок	административное здание
Здание №9	в границах ул. Тимирязева – ул. К. Маркса	торгово-офисное помещение
Здание №10	в границах ул. Тимирязева – ул. К. Маркса	торгово-офисное помещение
Здание №11	в границах ул. Тимирязева – ул. К. Маркса	торгово-офисное помещение
Здание №12	в границах ул. Тимирязева – ул. К. Маркса	торгово-офисное помещение

4.1.1 Расчет сезонной нагрузки

Сезонная тепловая нагрузка предполагает нагрузку на отопление в отопительный период года. Соответственно в данном разделе выпускной квалификационной работы будет представлен расчет тепла на отопление энергетических микрорайонов.

Определим максимальный часовой расход тепла по укрупненным показателям согласно по формуле (4.1):

$$Q_{Oi}^{\max} = \alpha \cdot V \cdot q_o \cdot (t_B - t_H) \quad (4.1)$$

где i – номер здания, приведенный в Таблице 4.2;

α поправочный коэффициент, учитывающий климатические условия района строительства здания в случаях, когда расчетная температура наружного воздуха отличается от $t'_{нв} = -30^\circ\text{C}$;

V – объем здания по внешнему обмеру, м^3 ;

q_o – удельная тепловая характеристика здания, $\text{Вт}/(\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C})$;

t_B – средняя температура воздуха в помещениях, $^\circ\text{C}$;

t_H – температура наружного воздуха в зимний период, $^\circ\text{C}$.

Согласно методическим указаниям [37] :

– для торгово-офисных помещений объемом до 10000 м^3 $q_o = 0,33 \text{ Вт}/(\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C})$;

– для административных зданий объемом до 15000 м^3 $q_o = 0,35 \text{ Вт}/(\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C})$;

– для жилых зданий объемом до 120000 м^3 $q_o = 0,38 \text{ Вт}/(\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C})$;

– для школ объемом до 10000 м^3 $q_o = 0,35 \text{ Вт}/(\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C})$;

– для детских садов объемом до 5000 м^3 $q_o = 0,38 \text{ Вт}/(\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C})$.

Выполним расчет максимального часового расчета тепла на отопление для здания №1 при расчетной температуре наружного воздуха ($t_H = t_{HB} = -34^\circ\text{C}$).

Поправочный коэффициент α определим по формуле (4.2):

$$\alpha = 0,54 + \frac{22}{t_B - t_H} \quad (4.2)$$

$$\alpha = 0,54 + \frac{22}{20 + 34} = 0,96.$$

$$Q_{O_{31}}^{\max} = 0,96 \cdot 8,23 \cdot 10^3 \cdot 0,38 \cdot (20 + 34) = 0,16 \text{ ГКал/ч} = 0,19 \text{ МВт}$$

Аналогично выполним расчет максимального часового расчета тепла на отопление для остальных зданий, предполагаемого нового микрорайона. Полученные результаты сведем в Таблицу 4.3.

					<i>13.03.01.2020.471.16 ПЗ ВКР</i>	Лист
						18
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 4.3 – Максимальный часовой расход тепла планируемых к возведению зданий

Условное обозначение здания	Удельная тепловая характеристика здания, Вт/(м ³ ·°С)	Максимальный часовой расход тепла здания, МВт
1	2	3
Здание №1	0,38	0,19
Здание №2	0,38	0,19
Здание №3	0,38	0,17
Здание №4	0,38	0,17
Здание №5	0,38	0,17
Здание №6	0,35	0,08
Здание №7	0,38	0,06
Здание №8	0,35	0,05
Здание №8	0,35	0,09
Здание №9	0,33	0,10
Здание №10	0,33	0,06
Здание №11	0,33	0,04
Здание №12	0,33	0,19
Итого по энергетическому району №11		1,36

Рассчитаем сезонные нагрузки энергетических районов города Юрюзань для начала отопительного периода сезона ($t_H = +8^\circ\text{C}$), при температуре наружного воздуха 0°C ($t_H = 0^\circ\text{C}$), при средней температуре наружного воздуха самого холодного месяца ($t_H = -15,8^\circ\text{C}$) по формуле (4.3).

$$Q_{Oi} = Q_{Oi}^{\max} \cdot \frac{t_B - t_H}{t_B - t_{HB}} \quad (4.3)$$

Выполним расчет сезонных нагрузок для энергетического района №1.

$$Q_{O1}^{+8} = 0,72 \cdot \frac{20 - 8}{20 + 34} = 0,16 \text{ МВт},$$

$$Q_{O1}^0 = 0,72 \cdot \frac{20 - 0}{20 + 34} = 0,27 \text{ МВт},$$

$$Q_{O1}^{-15,8} = 0,72 \cdot \frac{20 + 15,8}{20 + 34} = 0,48 \text{ МВт}.$$

Аналогично выполним расчеты сезонных нагрузок для всех рассматриваемых энергетических районов города Юрюзань. Полученные результаты представим в Таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Сезонные нагрузки на отопление энергетических районов города Юрюзань

Обозначение энергорайона	Q_{01}^{+8} , МВт	Q_{01}^0 , МВт	$Q_{01}^{-15,8}$, МВт	Q_{0i}^{\max} , МВт
1	2	3	4	5
Район №1	0,16	0,27	0,48	0,72
Район №2	0,20	0,34	0,61	0,92
Район №3	0,79	1,31	2,35	3,54
Район №4	0,86	1,43	2,57	3,87
Район №5	0,59	0,99	1,77	2,67
Район №6	0,41	0,69	1,23	1,85
Район №7	0,30	0,50	0,90	1,35
Район №8	0,58	0,97	1,74	2,62
Район №9	0,48	0,80	1,43	2,15
Район №10	0,22	0,36	0,65	0,98
Район №11	0,30	0,50	0,90	1,36
ИТОГО	4,90	8,16	14,61	22,03

4.1.2 Расчет круглогодичной тепловой нагрузки

Потребность жителей города в горячем водоснабжении не зависит от времени года. ГВС для жилых, общественных, административных, бытовых и промышленных зданий должна обеспечиваться круглогодично.

Выполним расчет средненедельного расхода теплоты на ГВС в зимний период времени по формуле (4.4).

$$Q_{ГВС}^{ср.н.з} = \frac{1,2 \cdot a \cdot m \cdot c_p \cdot (t_2 - t_x^3)}{n_c} \quad (4.4)$$

где 1,2 – коэффициент выстывания горячей воды в абонентских системах горячего водоснабжения [57].

a – норма расхода горячей воды на 1 человека в сутки, л/сутки.

m – количество число посетителей/сотрудников/жителей.

c_p – удельная теплоемкость воды. $c_p = 4190$ Дж/кг·К.

t_2 – температура горячей воды, °С.

t_x^3 – температура холодной воды в зимний период, °С.

n_c – расчетная длительность подачи тепла на ГВС.

Согласно СНиП 2.04.01–85*:

– для жилых зданий с централизованным горячим водоснабжением $a = 105$ л/сутки;

– для детских садов с дневным пребыванием детей $a = 11,5$ л/сутки;

– для общеобразовательных школ $a = 3$ л/сутки;

– для административных зданий и магазинов с промтоварами $a = 5$ л/сутки.

Согласно рекомендациям [39] определим количество человек в здании из расчета 18 м² на одного человека для жилых домов, 50 м² на 25 детей для детских садов, 32 м² на 25 детей для общеобразовательных школ, 3,5 м² на одного человека для торговых залов магазинов и 5 м² на одного человека для административных зданий.

Жилые дома нового энергетического района №11 нуждаются в круглосуточном потреблении ГВС. Расчетная длительность подачи тепла на ГВС для данных зданий определится как $n_c = 24 \times 3600 = 86400$ с/сутки.

Для остальных зданий энергетического района №11 (школа, детский сад, магазины) потребление ГВС ограничено пребыванием посетителей в здании и рассчитывается как $n_c = 12 \times 3600 = 43\,200$ с/сутки.

Выполним средненедельный расход теплоты на ГВС в зимний период времени для здания №1 энергетического района №11.

$$Q_{ГВС_31}^{ср.н.з} = \frac{1,2 \cdot 105 \cdot 152 \cdot 4190 \cdot (55 - 5)}{86400} = 0,047 \text{ ГКал/ч} = 0,054 \text{ МВт}$$

Аналогично рассчитаем средненедельный расход теплоты на ГВС в зимний период времени для остальных зданий энергетического района №11. Полученные результаты представим в Таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Средненедельный расход теплоты на ГВС энергетического района №11 города Юрюзань

Условное обозначение здания	a , л/сут	m , чел	$Q_{ГВС}^{ср.н.з}$, МВт
1	2	3	4
1. Здание №1	105	152	0,054
2. Здание №2	105	152	0,054
3. Здание №3	105	139	0,049
4. Здание №4	105	139	0,049
5. Здание №5	105	139	0,049

Продолжение таблицы 4.5

1	2	3	4
6. Здание №6	3	958	0,019
7. Здание №7	12	706	0,055
8. Здание №8	5	156	0,005
9. Здание №9	5	301	0,010
10. Здание №10	5	325	0,011
11. Здание №11	5	187	0,006
12. Здание №12	5	143	0,005
Итого по энергетическому району № 11			0,38

Расчет средненедельного расхода теплоты на ГВС в летний период времени выполним по формуле (4.5).

$$Q_{ГВС}^{ср.н.Л} = 0,8 \cdot Q_{ГВС}^{ср.н.З} \cdot \frac{55 - t_x^Л}{55 - t_x^З} \quad (4.5)$$

здесь $t_x^Л$ – температура холодной воды в летний период, $t_x^Л = +15^\circ\text{C}$.

Рассчитаем средненедельный расход теплоты на ГВС в летний период времени для энергетического района №1.

$$Q_{ГВС_31}^{ср.н.Л} = 0,8 \cdot 0,19 \frac{55 - 15}{55 - 5} = 0,12 \text{ МВт}$$

Аналогично рассчитаем летний средненедельный расход теплоты на ГВС для остальных энергетических районов города Юрюзань. Результаты расчета сведем в Таблицу 4.6.

Кроме того, выполним расчет теплоты на ГВС в летний и зимний периоды времени с учетом неравномерности суточного и недельного распределения ГВС по формуле (4.6).

$$Q_{ГВС}^P = k_c \cdot k_n \cdot Q_{ГВС}^{ср.н} \quad (4.6)$$

где k_c – коэффициент суточной неравномерности расхода теплоты. $k_c = 2,0$.

k_n – коэффициент недельной неравномерности расхода теплоты. $k_n = 1,2$.

Определим расчетный расход теплоты в зимний и летний периоды времени для энергетического №1 города Юрюзань.

$$Q_{ГВС1}^{P.З} = 2 \cdot 1,2 \cdot 0,19 = 0,47 \text{ МВт}$$

$$Q_{ГВС1}^{P.Л} = 2 \cdot 1,2 \cdot 0,12 = 0,30 \text{ МВт}$$

Расчеты теплоты на ГВС в летний и зимний периоды времени с учетом неравномерности суточного и недельного распределения ГВС для остальных энергетических районов города Юрюзань выполним аналогично. Полученные результаты сведем в Таблицу 4.6.

Таблица 4.6 – Тепловая нагрузка на ГВС энергетических районов города Юрюзань

Обозначение энергорайона	$Q_{ГВС}^{ср.н.З}$, МВт	$Q_{ГВС}^{ср.н.Л}$, МВт	$Q_{ГВС}^{P.З}$, МВт	$Q_{ГВС}^{P.Л}$, МВт
1	2	3	4	5
Район №1	0,19	0,12	0,47	0,30
Район №2	0,25	0,16	0,60	0,38
Район №3	0,96	0,61	2,30	1,47
Район №4	1,05	0,67	2,51	1,61
Район №5	0,72	0,46	1,73	1,11
Район №6	0,50	0,32	1,20	0,77
Район №7	0,36	0,23	0,88	0,56
Район №8	0,71	0,45	1,70	1,09
Район №9	0,58	0,37	1,39	0,89
Район №10	0,26	0,17	0,64	0,41
Район №11	0,37	0,23	0,88	0,56
ИТОГО	5,95	3,81	14,29	9,14

4.1.3 Расчет суммарной тепловой нагрузки

Выполним расчет суммарной тепловой нагрузки при температуре наружного воздуха в начале отопительного периода ($t_H = +8^\circ\text{C}$), при нулевой температуре наружного воздуха ($t_H = 0^\circ\text{C}$), при средней температуре наружного воздуха самого холодного месяца ($t_H = -15,8^\circ\text{C}$), а так же при максимальной расчетной температуре наружного воздуха ($t_H = -34^\circ\text{C}$) согласно формул (4.7), (4.8), (4.9) и (4.10).

$$Q_{\Sigma i}^{+8} = Q_{Oi}^{+8} + Q_{ГВСi}^{P.З}, \quad (4.7)$$

$$Q_{\Sigma i}^{+0} = Q_{O_i}^{+0} + Q_{ГВСi}^{P.3}, \quad (4.8)$$

$$Q_{\Sigma i}^{-15.8} = Q_{O_i}^{-15.8} + Q_{ГВСi}^{P.3}, \quad (4.9)$$

$$Q_{\Sigma i}^{\max} = Q_{O_i}^{\max} + Q_{ГВСi}^{P.3} \quad (4.10)$$

$$Q_{\Sigma 1}^{+8} = 0,16 + 0,47 = 0,63 \text{ МВт}$$

$$Q_{\Sigma 1}^{+0} = 0,27 + 0,47 = 0,74 \text{ МВт}$$

$$Q_{\Sigma 1}^{-15,8} = 0,48 + 0,47 = 0,95 \text{ МВт}$$

$$Q_{\Sigma 1}^{\max} = 0,72 + 0,47 = 1,19 \text{ МВт}$$

Аналогично выполним расчет суммарной тепловой нагрузки для всех энергетических районов города Юрюзань, полученные результаты по всем энергетическим районам города Юрюзань сведем в Таблицу 4.7.

Таблица 4.7 – Суммарная тепловая нагрузка энергетических районов города Юрюзань

Обозначение энергорайона	$Q_{\Sigma i}^{+8}$, МВт	$Q_{\Sigma i}^0$, МВт	$Q_{\Sigma i}^{-15,8}$, МВт	$Q_{\Sigma i}^{\max}$, МВт
1	2	3	4	5
Район №1	0,63	0,74	0,95	1,19
Район №2	0,80	0,94	1,21	1,52
Район №3	3,08	3,61	4,64	5,84
Район №4	3,37	3,94	5,08	6,38
Район №5	2,33	2,72	3,50	4,40
Район №6	1,61	1,89	2,43	3,05
Район №7	1,18	1,38	1,77	2,23
Район №8	2,28	2,67	3,44	4,32
Район №9	1,87	2,19	2,82	3,54
Район №10	0,85	1,00	1,29	1,62
Район №11	1,18	1,38	1,78	2,24
ИТОГО	19,18	22,45	28,89	36,32

4.1.4 Построение графика продолжительности суммарных тепловых нагрузок

Согласно результатов вычислений построим график продолжительности суммарных тепловых нагрузок. Значения длительности стояния наружных температур за отопительный период согласно рекомендациям [39], приведем в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Время стояния среднесуточной температуры наружного воздуха для Челябинской области

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$t, ^\circ\text{C}$	-35°C	-30°C	-25°C	-20°C	-15°C	-10°C	-5°C	-0°C	$+8^\circ\text{C}$
$\tau, \text{ч}$	7	39	166	520	1110	1950	2980	3920	5180
$\tau \cdot 10^{-6}, \text{с}$	0,025	0,140	0,598	1,872	3,996	7,020	10,728	14,112	18,648

График продолжительности суммарной тепловой нагрузки изображен на рисунке 4.1.

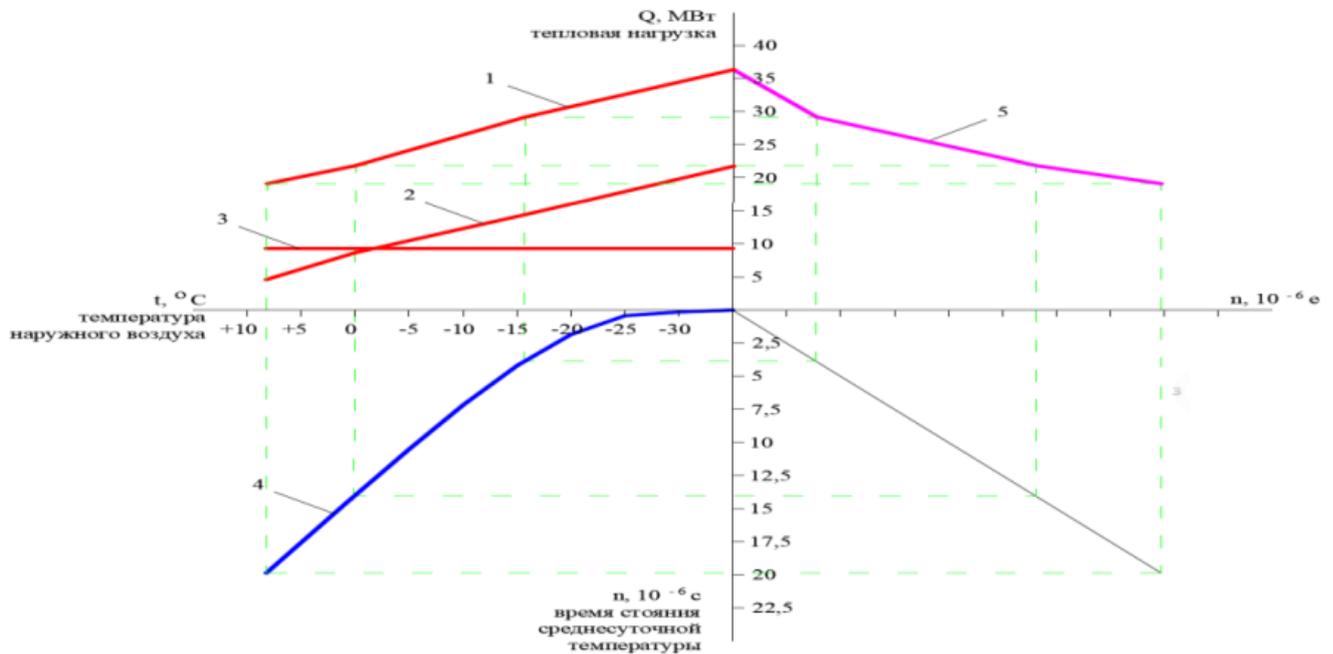


Рисунок 4.1 – График продолжительности суммарной тепловой нагрузки промышленного предприятия:

- 1 – $Q_{\Sigma} = f(t_n)$, 2 – $Q_O = f(t_n)$, 3 – $Q_{ГВС} = f(t_n)$, 4 – $n = f(t_n)$,
 5 – график продолжительности сезонной тепловой нагрузки

График продолжительности тепловой нагрузки строится на основании суммарного часового графика. Для этого из точек на оси температур восстанавливаем перпендикуляры до пересечения с линией суммарного часового графика и из точек пересечения проводим горизонтальные прямые до пересечения с перпендикулярами, восстановленными из точек на оси продолжительности, соответствующих данным температурам. Соединив найденные точки плавной кривой, получим график по продолжительности тепловой нагрузки за отопительный период. По максимальной тепловой нагрузке подбирают число, тип и мощность отдельных котельных агрегатов.

4.1.5 Расчет годового отпуска тепла

Выполним расчет годового отпуска тепла на отопление определим согласно формуле (4.11).

$$Q_{Oi}^{год} = 24 \cdot n_0 \cdot Q_{Oi}^{max} \cdot \frac{(t_B - t_{CP.O})}{(t_B - t_{HB})} \quad (4.11)$$

где Q_{Oi}^{max} – максимальный часовой расход тепла на отопление, МВт.

n_0 – продолжительность отопительного периода, $n_0 = 218$ суток;

$t_{CP.O}$ – средняя температура наружного воздуха за отопительный период, $t_{CP.O} = -6,5^\circ\text{C}$.

t_B – средняя температура воздуха в помещениях, $^\circ\text{C}$.

t_H – температура наружного воздуха в зимний период, $^\circ\text{C}$.

Годовой отпуск тепла на ГВС определим согласно формуле (4.12).

$$Q_{ГВСi}^{год} = Q_{ГВСi}^{ср.н.з} \cdot \left(n_0 + \beta \cdot \frac{t_2 - t_x^II}{t_2 - t_x^3} \cdot (n_2 - n_0) \right) \quad (4.12)$$

где β – коэффициент, учитывающий изменение средненедельного расхода воды на ГВС в неотапливаемый период по отношению к отопительному, $\beta = 0,8$;

n_0 – длительность отопительного периода;

n_2 – длительность работы систем ГВС, $n_2 = 8400$ ч/год.

Суммарный годовой расход тепла в таком случае определим по формуле (4.13).

$$Q_{\Sigma i}^{год} = Q_{Oi}^{год} + Q_{ГВС}^{год} \quad (4.13)$$

Согласно представленных формул выполним расчет годового отпуска тепла для энергетического района №1 города Юрюзань.

$$Q_{O1}^{год} = 24 \cdot 218 \cdot 0,72 \cdot \frac{20 + 6,5}{20 + 34} = 1848,64 \text{ МВт.}$$

					13.03.01.2020.471.16 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

$$Q_{ГВС1}^{zod} = 0,47 \cdot (218 + 0,8 \cdot \frac{55-15}{55-5} \cdot (8400 - 218 \cdot 24)) = 1048,72 \text{ МВт.}$$

$$Q_{\Sigma i}^{zod} = 1848,64 + 1048,72 = 2897,36 \text{ МВт.}$$

Аналогично выполним расчет годового отпуска тепла для всех энергетических районов города Юрюзань. Полученные результаты сведем в Таблицу 4.9.

Таблица 4.9 – Годовой отпуск тепла энергетических районов города Юрюзань

Обозначение энергорайона	Q_{Oi}^{zod} , МВт	$Q_{ГВС}^{zod}$, МВт	$Q_{\Sigma i}^{zod}$, МВт
1	2	3	4
Район №1	1848,64	1048,72	2897,36
Район №2	2362,15	1340,03	3702,18
Район №3	9089,15	5156,20	14245,35
Район №4	9936,44	5636,86	15573,30
Район №5	6855,37	3889,00	10744,37
Район №6	4749,98	2694,62	7444,60
Район №7	3466,20	1966,35	5432,55
Район №8	6727,00	3816,17	10543,17
Район №9	5520,24	3131,59	8651,83
Район №10	2516,20	1427,42	3943,63
Район №11	3517,55	1977,85	5495,41
ИТОГО	56588,92	32084,82	88673,74

4.1.6 Расчет и построение температурного графика

При разработке новой котельной требуется реализовать закрытую систему теплоснабжения с качественным регулированием тепловой нагрузки согласно температурному графику. Температурный график определяет температуру сетевой воды в зависимости от температуры наружного воздуха. В данном случае нам требуется реализовать температурный график 95°C/70°C.

Определим перепад температур тепловой сети согласно формуле (4.14).

$$\delta\tau'_0 = \tau'_{01} - \tau'_{02} \quad (4.14)$$

где τ'_{01} – температура воды в подающем трубопроводе, $\tau'_{01} = 95^\circ\text{C}$.

τ'_{02} – температура воды в обратном трубопроводе, $\tau'_{02} = 70^\circ\text{C}$.

$$\delta\tau'_0 = 95 - 70 = 25^\circ\text{C}.$$

Определим перепад температур в местной системе теплоподдачи по формуле (4.15).

$$\theta'_0 = \tau'_{03} - \tau'_{02} \quad (4.15)$$

где τ'_{02} – температура воды в обратном трубопроводе, $\tau'_{02} = 70^\circ\text{C}$.

τ'_{03} – температура воды, поступающая в местную систему теплоподдачи, $\tau'_{03} = 95^\circ\text{C}$.

$$\theta'_0 = 95 - 70 = 25^\circ\text{C}.$$

Определим температурный напор согласно формуле (4.16).

$$\Delta t'_0 = \frac{\tau'_{03} + \tau'_{02}}{2} - t_g \quad (4.16)$$

где τ'_{03} – максимальная температура в отопительном приборе, $\tau'_{03} = 95^\circ\text{C}$.

t_g – температура воздуха в помещениях, $^\circ\text{C}$.

$$\Delta t'_0 = \frac{95 - 70}{2} - 20 = 62,5^\circ\text{C}$$

Вычислим относительную величину тепловой нагрузки согласно формуле (4.17).

$$\bar{Q}_0 = \frac{Q_0}{Q_0} = \frac{t_g - t_{нв}}{t_g - t_{нв}} \quad (4.17)$$

где $t_{нв}$ – расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления и вентиляции, $^\circ\text{C}$.

Рассчитаем температуру сетевой воды в подающем трубопроводе сети перед отопительными приборами согласно формуле (4.18).

$$\tau_{01} = t_g + \Delta t'_0 \cdot \bar{Q}_0^{0,8} + \bar{Q}_0 \cdot (\delta\tau'_0 - 0,5 \cdot \theta'_0) \quad (4.18)$$

Определим температуру сетевой воды в обратном трубопроводе сети после отопительных приборов по формуле (4.19).

$$\tau_{02} = t_g + \Delta t'_0 \cdot \bar{Q}_0^{0,8} - 0,5 \cdot \bar{Q}_0 \cdot \theta'_0 \quad (4.19)$$

Выполним расчет относительной величины тепловой нагрузки, температуру сетевой воды «до» и «после» отопительных приборов в зависимости от температур наружного воздуха согласно представленным формулам (4.17), (4.18)

					13.03.01.2020.471.16 ПЗ ВКР	Лист
						28
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

и (4.19). Результаты вычислений представим в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Значения тепловой нагрузки и температуры сети в зависимости температур наружного воздуха

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
$t_n, ^\circ\text{C}$	8	5	0	-5	-10	-15	-20	-25	-30	-34
$\bar{Q}_0, ^\circ\text{C}$	0,22	0,28	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	
$\tau_{01}, ^\circ\text{C}$	41,5 4	45,9 0	52, 86	59, 54	59, 54	59, 54	78, 42	78, 42	78, 42	95
$\tau_{01}, ^\circ\text{C}$	41,5 4	45,9 0	52, 86	59, 54	66, 00	73, 27	78, 42	84, 43	90, 34	95
$\tau_{02}, ^\circ\text{C}$	35,9 9	38,9 6	43, 61	47, 97	52, 11	56, 70	59, 90	63, 60	67, 19	70

Согласно данным, приведенным в Таблице 4.10 построим температурный график зависимости, при построении температурного графика следует учитывать, что для поддержания постоянного значения температуры горячего водоснабжения температура сетевой воды в подающем трубопроводе не может опускаться ниже 55°C в не зависимости от температур наружного воздуха. При значении температуры наружного воздуха равное $-1,58^\circ\text{C}$ происходит смена метода регулирования с качественного на количественное и наоборот. В этой точке и при температурах наружного воздуха выше значения $-1,58^\circ\text{C}$ параметры сетевой воды остаются постоянными: $\tau_{01} = 55^\circ\text{C}$, а $\tau_{02} = 45,01^\circ\text{C}$.

Температурный график сетевой воды представлен на рисунке 4.2

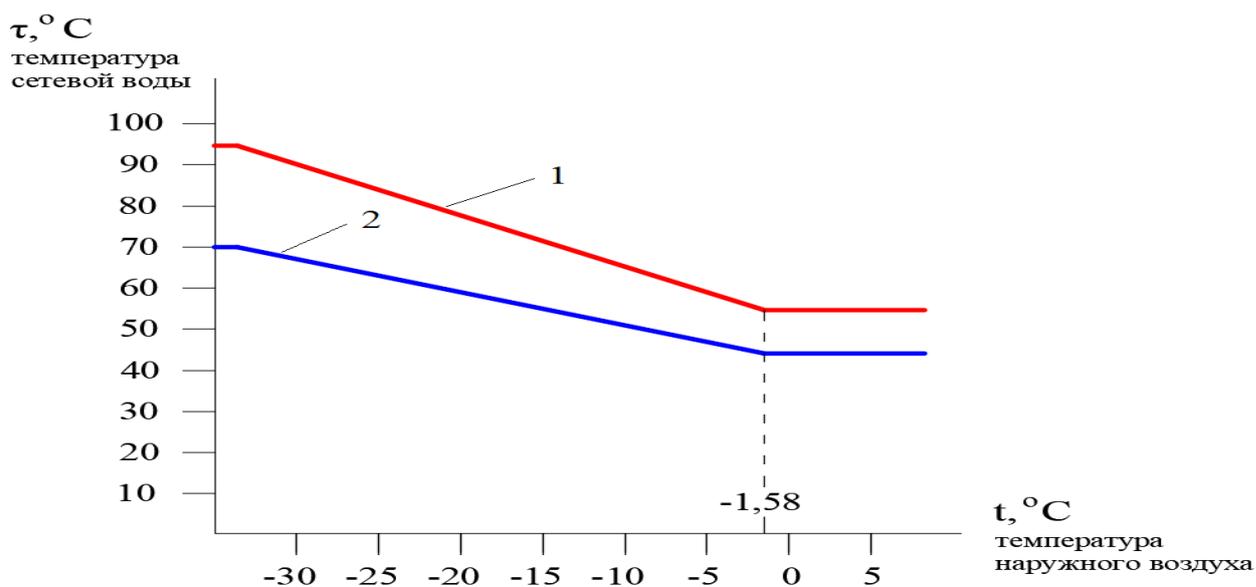


Рисунок 4.2 – Температурный график сетевой воды
1 – τ_{01} , 2 – τ_{02}

Температурный график определяет режим работы тепловых сетей. По данным температурного графика определяется температура подающей и обратной воды в тепловых сетях, а также в абонентском вводе в зависимости от температуры наружного воздуха.

4.2 Расчет тепловой схемы источника теплоснабжения

Для определения характеристик котельного оборудования, последующего выбора котлоагрегатов и дальнейших технико-экономических вычислений, требуется выполнить расчет тепловой схемы нового источника теплоснабжения города Юрюзань и определить его основные параметры.

4.2.1 Описание тепловой схемы котельной

Новая котельная города Юрюзань, рассматриваемая в выпускной квалификационной работе, спроектирована на закрытую двухтрубную систему теплоснабжения.

Тепловой схемой котельной предусматривается установка четырех котлоагрегатов мощностью 10 МВт каждый. Приготовление и отпуск теплоносителя от котлоагрегатов осуществляется по внутреннему контуру к теплообменным аппаратам с максимальными параметрами – $\tau_{01} = 105^{\circ}\text{C}$, $\tau_{02} = 80^{\circ}\text{C}$. Далее по средствам теплообменных аппаратов теплоноситель отдает тепло сетевой воде и при помощи котловых насосов, установленных на каждом котле, вновь возвращается в котел.

Для обеспечения расчетной температуры воды на выходе из котла, для уменьшения интенсивности наружной коррозии труб, поддержания температуры воды на входе в котлы выше температуры точки росы дымовых газов, а так же для минимизации расхода топлива на нагрев котловой воды, между подающим и обратным трубопроводом на выходе из котла имеется линия рециркуляции с установленным рециркуляционным насосом. Подмес, осуществляемый за счет линии рециркуляции, позволяет более плавно и менее инерционно регулировать температуру воды на выходе из котлов, снижает расход топлива, обеспечивает постоянный расход теплоносителя через котел и минимальную температуру теплоносителя на входе 60°C .

Сетевая вода, получив тепло от теплообменных аппаратов по средствам трех циркуляционных насосов (один из которых резервный) подается во внешний контур. Проектом предусмотрено два внешних контура – сеть городского теплоснабжения и сеть теплоснабжения юрюзанского механического завода. Параметры теплоносителя внешнего контура выдерживаются, согласно проведенным расчетам – $\tau_{01} = 95^{\circ}\text{C}$, $\tau_{02} = 70^{\circ}\text{C}$. Расход теплоносителя на каждый внешний контур определяется измерительными комплексами для учета теплоносителя.

Для компенсации утечек из тепловых сетей городского и заводского внешних контуров, а так же возможных аварийных утечек из контура котлов, проектом

					<i>13.03.01.2020.471.16 ПЗ ВКР</i>	Лист
						30
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

предусматривается линии подпитки сетей. Сырая вода подается из водопровода, проходит через механический фильтр, расходомер и поступает на оборудование химической водоподготовки. Здесь вода проходит процедуру химическую очистку и умягчения, путем добавления специализированного комплекса реагентов, а так же подвергается обескислороживанию, путем добавления биосульфата натрия. После чего подготовленная вода поступает в баки запаса воды, для каждого контура теплоснабжения предусмотрен отдельный бак запаса воды. При заполнении баков свыше установленного уровня излишки сливаются в дренажный колодец. При падении расхода теплоносителя в контуре теплоснабжения по средствам подпиточных насосов химически подготовленная вода поступает в контур из бака запаса воды.

4.2.2 Расчет тепловой схемы новой котельной

Целью расчета тепловой схемы котельной является определение общих тепловых нагрузок, состоящих из внешних нагрузок и нагрузок на собственные нужды, и распределение нагрузок на основное оборудование с целью его дальнейшего выбора, а так же нахождение тепловых и массовых потоков, необходимых для выбора вспомогательного оборудования. Расчет тепловой схемы новой котельной приведен в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Расчет тепловой схемы новой котельной города Юрюзань

Расчетная величина	Обозначение	Расчетная формула или способ определения	Ед-ца измерения	Расчетный режим $t_{но} = -34 \text{ }^{\circ}\text{C}$
1	2	3	4	5
Тепловая нагрузка на отопление	Q_O^{\max}	из Таблицы 4. 4	МВт	22,03
Расход теплоты на отопление и вентиляцию	Q_O	$Q_O = Q_O^{\max} \frac{t_B - t_H}{t_B - t_{HB}}$	МВт	16,868
Расход теплоты на ГВС	$Q_{ГВС}$	из Таблицы 4.4	МВт	14,29
Общая тепловая нагрузка	Q_T	$Q_O + Q_{ГВС}$	МВт	36,33
Температура прямой воды на выходе из котла	τ_{01}	из условий работы тепловой схемы	$^{\circ}\text{C}$	105

Продолжение таблицы 4.11

1	2	3	4	5
Температура обратной воды на входе в котел	τ_{02}	из условий работы тепловой схемы	°С	80
Температура прямой сетевой воды на выходе из котельной	τ'_{01}	по температурному графику сетей	°С	95
Температура обратной сетевой воды на входе в котельную	τ'_{02}	по температурному графику сетей	°С	70
Расход сетевой воды на отопление	G_O	$G_O = \frac{Q_O}{c_p \cdot (\tau'_{01} - \tau'_{02})}$	кг/с	210,41
Расход сетевой воды на ГВС	$G_{ГВС}$	$G_{ГВС} = \frac{Q_{ГВС}}{c_p \cdot (\tau'_{01} - \tau'_{02})}$	кг/с	136,400
Общий расход сетевой воды	G_C	$G_C = G_O + G_{ГВС}$	кг/с	346,81
Расход воды на подпитку и потери в т/с	$G_{П}$	$G_{П} = 0,05 \cdot G_C$	кг/с	17,34
Общий расход сетевой воды	$G_{\Sigma C}$	$G_{\Sigma C} = G_C + G_{П}$	кг/с	364,15
Расход теплоты на собственные нужды	Q_{CH}	$Q_{CH} = 0,02 \cdot Q_T$	МВт	0,73
Общая тепловая мощность котельной	Q_K	$Q_K = Q_T + Q_{CH}$	МВт	37,05
Расход воды через котельные агрегаты	G_K	$G_K = \frac{Q_K}{c_p \cdot (\tau_{01} - \tau_{02})}$	кг/с	353,75

Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.01.2020.471.16 ПЗ ВКР

Лист

32

Продолжение таблицы 4.11

1	2	3	4	5
Температура воды на выходе из котла	t''_K	$t''_K = 80 + \frac{Q_K}{c_p \cdot G_K}$	°С	105
Температура воды на входе в котел	t'_K	$t'_K = \tau_{02}$	°С	80
Расход воды на хим.очистку	$G_{ХВО}$	$G_{ХВО} = G_{II}$	кг/с	17,34
Расход исходной сырой воды	$G_{ИСХ}$	$G_{ИСХ} = 1,15 \cdot G_{ХВО}$	кг/с	19,94
Расход воды через котел на собственные нужды	$G_{СН}$	$G_{СН} = \frac{Q_{СН}}{c_p \cdot (t''_K - t'_K)}$	кг/с	6,94
Расчетный расход воды через котел	G_K^p	$G_K^p = \frac{Q_T}{c_p \cdot (t''_K - t'_K)} + G_{СН}$	кг/с	353,78
Относительная погрешность расчета	Δ	$\Delta = \frac{G_K^p - G_K}{G_K^p} \cdot 100$	%	0.01

На основании результатов расчетов можно сделать выбор основного и вспомогательного оборудования котельной с соответствующими характеристиками.

4.3 Расчет основного оборудования

В данном разделе на основе проведенных расчетов и исходных данных для проектирования выберем котлы для источника теплоснабжения города Юрюзань и механического завода, приведем технические характеристики выбранных котлоагрегатов, опишем особенности и принцип работы выбранного котельного оборудования.

Согласно проведенным расчетам в Разделе 4.1 и 4.2 максимальная суммарная тепловая мощность котельной на отопление и горячее водоснабжение составляет 36,33 МВт. Предполагается закрытая схема теплоснабжения с параметрами сети $t_1=95^\circ\text{C}$, $t_2=70^\circ\text{C}$. В качестве топлива для котлов природный газ с параметром $Q_n^p = 8770$ ккал/м³. Газоснабжение будет предусмотрено газопроводом среднего давления $P \leq 0,24$ МПа. Согласно тепловой схеме котельной циркуляция воды в контуре котлов обеспечивается котловыми насосами, установленными на обратном трубопроводе на выходе из котла.

Исходя из представленных данных, а также принимая во внимание коэффициент запаса по мощности равный 10%, предлагается установить 4 однотипных газовых водогрейных котла «ТЕРМОТЕХНИК» серии ТТ100 теплопроизводительностью 10 МВт для нужд систем отопления и горячего водоснабжения города Юрюзань и механического завода. Суммарная теплопроизводительность котельной в таком случае составит 40МВт.

Технические характеристики котла «ТЕРМОТЕХНИК» ТТ100 10 МВт приведены в Таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Технические характеристики котла «ТЕРМОТЕХНИК»

Наименование	Единица измерения	Значение
1	2	3
Номинальная теплопроизводительность	МВт	10
Максимальная температура воды	°С	115
Минимальная температура воды	°С	60
Максимальное рабочее давление воды	КПа	06
Максимальное рабочее давление воды	КПа	06
Минимальный расход воды	м ³ /ч	не регламентируется
КПД для природного газа	%	94,3
Расход воды номинальный для $\Delta t=15^{\circ}\text{C}$	м ³ /ч	292
Гидравлическое сопротивление водяного тракта при расходе теплоносителя для $\Delta t=15^{\circ}\text{C}$	КПа	5,62
Расход дымовых газов	кг/с	2,16
Аэродинамическое сопротивление газового тракта для максимальной мощности	Па	1199
Температура уходящих газов	°С	148
Объем топки	м ³	3,3
Водяной объем котла	м ³	5,3
Масса сухого котла (допуск на массу 4,5%)	Кг	9213

4.3.1 Устройство котла ТЕРМОТЕХНИК серии ТТ100 мощностью 10 МВт

Котлы ТЕРМОТЕХНИК серии ТТ100 компании «Энтророс» – жаротрубные дымогарные трехходовые водогрейные газовые котлы. Принципиальная схема устройства котла приведена на рисунке 4.3.

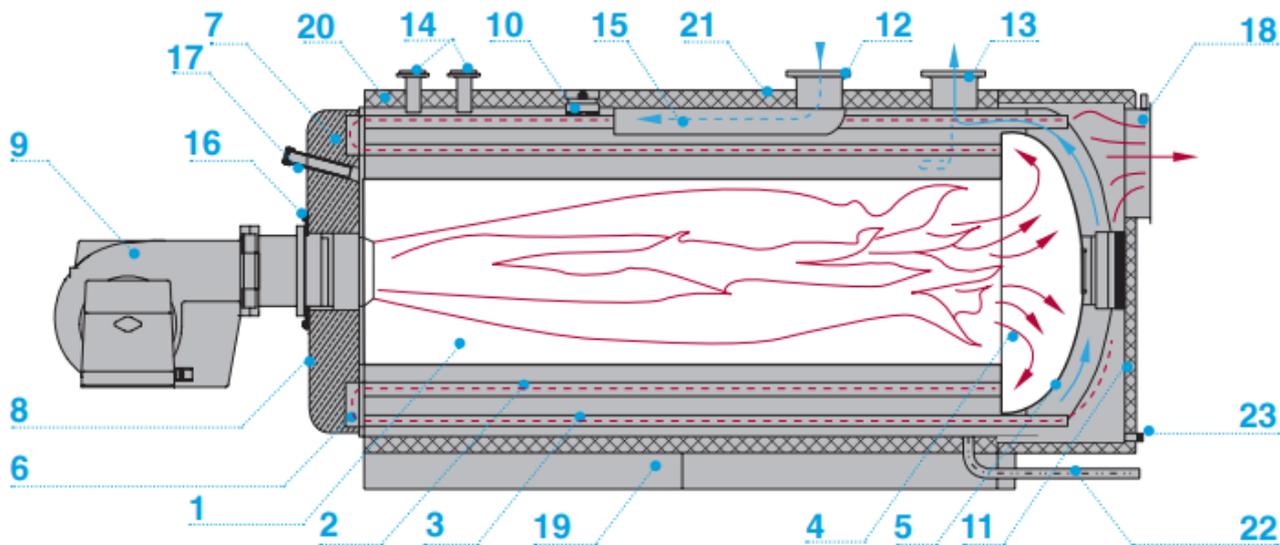


Рисунок 4.3 – Принципиальная схема работы котла ТТ100

1 - Жаровая труба, 2 - Дымогарные трубы второго хода, 3 - Дымогарные трубы третьего хода, 4 - Первая поворотная камера, 5 - Торосферическое днище, 6 - Вторая поворотная камера, 7 - Футеровка фронтальной дверцы, 8 - Фронтальная дверца котла, 9 – Горелка, 10 - Смотровой люк, 11 - Люк-лаз, 12 - Патрубок входа воды, 13 - Патрубок выхода воды, 14 - Патрубок аварийной линии, 15 - Водонаправляющий элемент, 16 - Горелочная плита, 17 - Смотровой глазок, 18 - Патрубок отвода дымовых газов, 19 - Стальные несущие опоры, 20 – Теплоизоляция, 21 - Рифленое алюминиевое покрытие, 22 - Дренажный трубопровод, 23 - Сливной штуцер

Камера сгорания – жаровая труба (1) и корпус котла имеют цилиндрическую форму. Конвективные поверхности нагрева образованы дымогарными трубами второго и третьего хода (2), (3), расположенными ассиметрично вокруг камеры сгорания. Двух – трехрядная схема расположения дымогарных труб второго хода обеспечивает высокую интенсивность теплообмена, повышая коэффициент полезного действия котлов. Полностью омываемая первая поворотная камера (4) образована задней трубной доской и торосферическим днищем (5). Вторая поворотная камера (6) – передней трубной доской и углублением футеровки фронтальной дверцы котла (7), выполненной в специальном исполнении.

Фронтальная дверца котла (8) может полностью открываться с установленной горелкой (9) в любую сторону. При открытой фронтальной дверце обеспечивается удобный доступ к камере сгорания и дымогарным трубам при техническом обслуживании и чистке котла. Осмотр и чистка первой поворотной камеры производится через камеру сгорания. Для осмотра котла со стороны теплоносителя в верхней части корпуса предусмотрен смотровой люк (10). Чистка коллектора дымовых газов производится через люк-лаз камеры сбора дымовых газов котла (11). Патрубки входа и выхода воды (12), (13), а также патрубок аварийной линии (14) расположены сверху котла. Котлы ТЕРМОТЕХНИК тип ТТ100 мощностью 5 и 10 МВт имеют два патрубка аварийной линии. В

Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

конструкции патрубков входа (12) и выхода (13) воды предусмотрены штуцеры для датчиков температуры.

Под патрубком входа воды установлен водонаправляющий элемент (15), обеспечивающий внутрикотловое распределение теплоносителя. Широкое межтрубное пространство и большой объем воды в котле обеспечивают наиболее оптимальный режим работы котла во всем диапазоне теплопроизводительности.

Для монтажа горелки на фронтальной дверце имеется горелочная плита (16). Визуальный контроль пламени в камере сгорания осуществляется через смотровой глазок (17). Патрубок отвода дымовых газов (18) расположен в верхней части задней стенки котла и оснащен присоединительным фланцем. Для равномерного распределения весовой нагрузки котел имеет две стальные несущие опоры (19), приваренные к нижней части корпуса котла, и может быть установлен без дополнительного фундамента на ровном, прочном полу, выдерживающем нагрузку. Для перемещения котла во время монтажа и погрузочно-разгрузочных работ на корпусе котла предусмотрены подъемные петли.

Высокоэффективная сплошная теплоизоляция котла (20) состоит из ламинированных минераловатных матов толщиной 100 мм. Поверхность котла облицована рифленным алюминиевым покрытием (21), обеспечивающим эффектный внешний вид на протяжении всего срока службы. Дренажный трубопровод (22) в нижней части котла позволяет при необходимости полностью удалить теплоноситель. В нижней части предусмотрен сливной штуцер (23) для удаления конденсата.

Трехходовая схема газового тракта котла с низкой теплонапряженностью камеры сгорания обеспечивает удобную настройку режимов горения котла и минимальные выделения вредных продуктов сгорания. Низкое аэродинамическое сопротивление котла позволяет оптимально подобрать горелочное устройство. Первый ход газов представляет собой цилиндрическую жаровую трубу с плоским днищем. С фронта первый ход газов закрыт поворотной камерой с на ней горелкой. Второй ход газов расположен непосредственно над первым и соединяется с ним по средствам муфты, обеспечивающий поворот хода газов на 180°. Второй ход газа представляет собой трубы, концентрично расположенные по кругу жаровой камеры. Для перемещения котла во время монтажа и погрузочно-разгрузочных работ на корпусе котла предусмотрены подъемные петли.

Третий ход газов представляет собой трубы, концентрично расположенные вокруг жаровой камеры и труб второго хода газов.

В жаровой трубе первого хода происходит горение топливно-воздушной смеси, подаваемой в котел горелочным устройством. Пройдя последовательно в три хода, продукты горения отводятся из котла при помощи газохода, расположенного в верхней части конструкции. Между трубами хода газов и корпусом котла, состоящего из двух, расположенных друг над другом подчиненных цилиндрических барабанов с соединительной муфтой, циркулирует теплоноситель – вода.

					<i>13.03.01.2020.471.16 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		36

4.4 Тепловой расчет котла

Тепловой расчет котла позволяет определить температуру воды, продуктов сгорания на границах между поверхностями нагрева на выходе из котла, КПД котла, расход топлива.

Данные для расчета котла:

- топливо – природный газ;
- низшая теплота сгорания топлива $Q_n^p = 8770 \text{ ккал/м}^3 = 36712 \text{ кДж/кг}$;
- плотность топлива $\rho_2^c = 0,758 \text{ кг/м}^3$;
- состав топлива: $C_{H_4} = 94,6 \%$, $C_{2H_6} = 2,4\%$, $C_{3H_8} = 0,4\%$, $C_{4H_{10}} = 0,1\%$, $C_{5H_{12}} = 0,1\%$, $N_2 = 2\%$, $CO_2 = 0,4\%$;
- температура воды на входе из котла $t_1 = 105 \text{ }^\circ\text{C}$;
- температура воды на входе в котел $t_2 = 80 \text{ }^\circ\text{C}$;
- температура холодного воздуха $t_{\text{вг}} = 20 \text{ }^\circ\text{C}$.

4.4.1 Расчет теплосодержания продуктов сгорания

Выполним расчет теоретически необходимого объема воздуха при коэффициенте избытка воздуха $\alpha = 1 \text{ м}^3/\text{м}^3$ для газообразного топлива согласно формуле (4.20).

$$V^0 = 0,0478 \cdot \left[0,5 \cdot (CO + H_2) + 1,5H_2S + 2CH_4 + \sum (m + \frac{n}{4}) \cdot C_mH_n - O_2 \right] \quad (4.20)$$

где m , n – числа атомов углерода и водорода в химической формуле углеводородов, входящих в состав топлива.

$$V^0 = 0,0476 \cdot \left[\left(1 + \frac{4}{4}\right) \cdot 94,6 + \left(2 + \frac{6}{4}\right) \cdot 2,4 + \left(3 + \frac{8}{4}\right) \cdot 0,4 + \left(4 + \frac{10}{4}\right) \cdot 0,1 + \left(5 + \frac{12}{4}\right) \cdot 0,1 \right] = 9,57 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Объем сухих трехатомных газов определим согласно формуле (4.21).

$$V_{RO_2} = 0,01 \cdot [CO_2 + CO + H_2S + \sum m \cdot C_mH_n] \quad (4.21)$$

$$V_{RO_2} = 0,01 \cdot [0,4 + 1 \cdot 94,6 + 2 \cdot 2,4 + 3 \cdot 0,4 + 4 \cdot 0,1 + 5 \cdot 0,1] = 1,019 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

					13.03.01.2020.471.16 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

Теоретический объем двухатомных газов определим согласно по формуле (4.22):

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot V^0 + \frac{N_2}{100} \quad (4.22)$$

$$V_{NO_2}^0 = 0,79 \cdot 9,57 + \frac{2}{100} = 7,58 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Теоретический объем водяных паров при коэффициенте избытка воздуха $\alpha = 1 \text{ м}^3/\text{м}^3$ определим согласно формуле (4.23).

$$V_{H_2O}^0 = 0,01 \cdot \left[H_2S + H_2 + \sum \frac{n}{2} \cdot C_m H_n + 0,124 \cdot d_{\text{з.мл.}} \right] + 0,0161 \cdot V^0 \quad (4.23)$$

где $d_{\text{з.мл.}}$ – влагосодержание топлива, отнесенное к 1 м^3 сухого газа.

Принимаем $d_{\text{з.мл.}} = 10 \text{ г}/\text{м}^3$, считая что топливо подается с температурой $t_{\text{з.мл.}} = 10^\circ\text{C}$.

$$V_{H_2O}^0 = 0,01 \cdot \left[\frac{4}{2} \cdot 94,6 + \frac{6}{2} \cdot 2,4 + \frac{8}{2} \cdot 0,4 + \frac{10}{2} \cdot 0,1 + \frac{12}{2} \cdot 0,1 + 0,124 \cdot 10 \right] + 0,0161 \cdot 9,57 = 2,157 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Конструкция котла предусматривает газоплотное исполнение, что в свою очередь исключает присосы воздуха. Коэффициент избытка воздуха на поверхностях нагрева принимаем $\alpha = 1,15 = \text{const}$.

Действительный объем водяных паров определим согласно формуле (4.24).

$$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,0161 \cdot (\alpha - 1) \cdot V^0 \quad (4.24)$$

$$V_{H_2O} = 2,157 + 0,0161 \cdot (1,15 - 1) \cdot 9,57 = 2,181 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Действительный суммарный объем дымовых газов определим согласно формуле (4.25).

$$V_{\text{з}} = V_{RO_2} + V_{N_2}^0 + V_{H_2O} + (\alpha - 1) \cdot V^0 \quad (4.25)$$

$$V_{\text{з}} = 1,019 + 7,58 + 2,181 + (1,15 - 1) \cdot 9,57 = 12,215 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

По формуле (4.26) определим объемную долю сухих трехатомных газов.

					13.03.01.2020.471.16 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

$$r_{RO_2} = \frac{V_{RO_2}}{V_2} \quad (4.26)$$

$$r_{RO_2} = \frac{1,019}{12,215} = 0,083$$

По формуле (4.27) определим объемную долю водяных паров.

$$r_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{V_2} \quad (4.27)$$

$$r_{H_2O} = \frac{2,181}{12,215} = 0,179$$

Суммарную долю всех трехатомных газов определим согласно формуле (4.28).

$$r_n = r_{H_2O} + r_{RO_2} \quad (4.28)$$

$$r_n = 0,179 + 0,083 = 0,261$$

Определим так же температуру конденсации водяных паров согласно формуле (4.29).

$$t_k = 19,48 \cdot \ln(r_{H_2O}) + 91,48 \quad (4.29)$$

$$t_k = 19,48 \cdot \ln(0,179) + 91,48 = 57,914^\circ\text{C}.$$

Минимально допустимую температуру на поверхности нагрева определим согласно формуле (4.30).

$$t_{cm} = t_k + 10 \quad (4.30)$$

$$t_{cm} = 57,914 + 10 = 67,914^\circ\text{C}.$$

4.4.2 Расчет теплосодержания продуктов сгорания

Определим энтальпию (теплосодержание) продуктов сгорания согласно формуле (4.31).

$$I = I_2^0 + (\alpha - 1) \cdot I_6^0 \quad (4.31)$$

					13.03.01.2020.471.16 ПЗ ВКР	Лист
						39
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где I_z^0 – энтальпия продуктов сгорания (при $\alpha=1$);

I_g^0 – энтальпия воздуха.

$$I_z^0 = V_{RO_2} \cdot (c\mathcal{H})_{CO_2} + V_{N_2}^0 \cdot (c\mathcal{H})_{N_2} + V_{H_2O}^0 \cdot (c\mathcal{H})_{H_2O} \quad (4.32)$$

$$I_g^0 = V^0 \cdot (c\mathcal{H})_g \quad (4.33)$$

где $(c\mathcal{H})_{CO_2}$, $(c\mathcal{H})_{N_2}$, $(c\mathcal{H})_{H_2O}$, $(c\mathcal{H})_g$ – энтальпии 1 м^3 CO_2 , N_2 , H_2O и воздуха.

Значения $(c\mathcal{H})_{CO_2}$, $(c\mathcal{H})_{N_2}$, $(c\mathcal{H})_{H_2O}$, $(c\mathcal{H})_g$ принимаем согласно справочника [60].

Результаты расчетов сведем в Таблицу 4.13, наглядно представим на диаграмме « $\mathcal{H} - I$ » на рисунке 4.2.

Таблица 4.13– Теплосодержание продуктов сгорания

\mathcal{H} , °C	$(c\mathcal{H})_{CO_2}$, ккал/к	$(c\mathcal{H})_{N_2}$, ккал/к	$(c\mathcal{H})_{H_2O}$, ккал/к	$(c\mathcal{H})_g$, ккал/к	I_z^0 , ккал/кг	I_g^0 , ккал/кг	I , ккал/кг
1	2	3	4	5	6	7	8
20	4,76	6,12	6,64	6	65,567	73,292	76,561
100	40,6	31	36	31,6	354,029	386,00	411,930
200	85,4	62,1	72,7	63,6	714,607	776,89	831,141
300	133,5	93,6	110,5	96,2	1083,95 2	1175,1 19	1260,22 0
400	184,4	128,8	149,6	129,4	1487,00 3	1580,6 69	1724,10 3
500	238	158,6	189,8	163,4	1854,24 4	1995,9 91	2153,64 3
600	292	192	231	198,2	2251,34 0	2421,0 86	2614,50 3
700	349	226	274	234	2659,92 4	2858,3 96	3088,68 3
800	407	261	319	270	3081,42 2	3298,1 50	3576,14 5
900	466	297	364	306	3511,52 0	3737,9 03	4072,20 5
1000	526	333	412	343	3949,10 9	4189,8 72	4577,59 0
1100	587	369	460	381	4387,71 7	4654,0 56	5085,82 6

Продолжение таблицы 4.13

1	2	3	4	5	6	7	8
					4829,50		5597,23
1200	649	405	509	419	2	5118,240	8
1300	711	442	560	457	5283,18	5582,424	6120,54
					2		5
1400	774	480	611	496	5745,46	6058,823	6654,28
					1		4
1500	837	517	664	535	6204,47	6535,223	7184,75
					4		8
1600	900	555	7178	574	20610,5	7011,622	21662,2
					25		69
1700	964	593	771	613	7140,83	7488,021	8264,04
					9		2
1800	1028	631	826	652	7612,76	7964,421	8807,43
					7		0
1900	1092	670	881	692	8092,27	8453,036	9360,23
					5		1
2000	1157	708	938	732	8569,53	8941,65	9910,78
					7		5
2100	1222	747	994	772	9052,22	9430,265	10466,7
					2		62
2200	1287	786	1051	812	9537,06	9918,880	11024,9
					4		96

Диаграмма теплосодержания продуктов сгорания представлена на рисунке 4.4

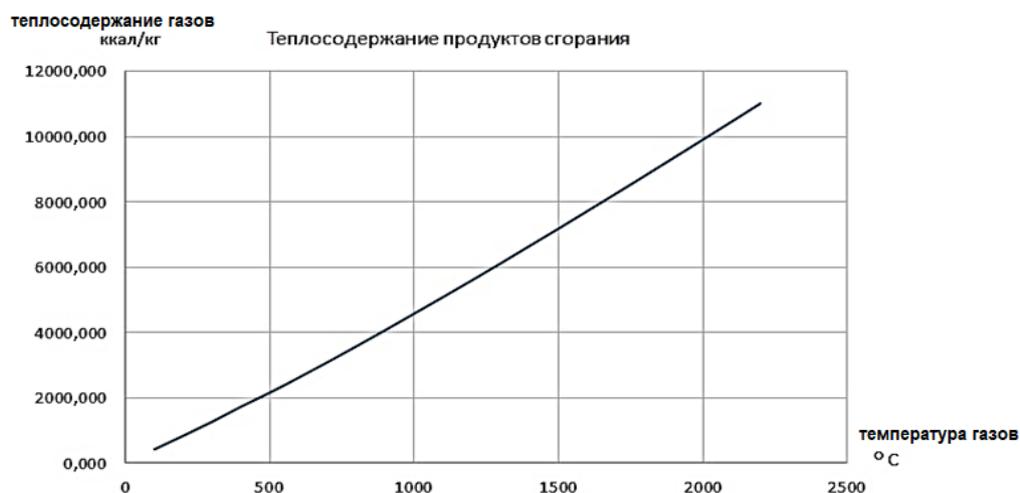


Рисунок 4.4 – *g-I* диаграмма теплосодержания продуктов сгорания

4.4.3 Расчет расхода топлива на котел

Согласно техническим характеристикам котла ТЕРМОТЕХНИК ТТ-100 10МВт, температура уходящих газов $\vartheta_{yx}^{10} = 148^\circ\text{C}$.

Потери теплоты с уходящими газами зависят от температуры и энтальпии данных газов, а так же от теплоты сгорания топлива и расхода воздуха. Определим потери теплоты с уходящими газами согласно формуле (4.34).

$$q_2 = \frac{(I_{yx} - \alpha_{yx} \cdot I_{x6}) \cdot (100 - q_4)}{Q_D^r} \quad (4.34)$$

где I_{yx} – энтальпия уходящих газов;

I_{x6} – энтальпия холодного воздуха.

α_{yx} – коэффициент расхода воздуха уходящих газов, принимаем $\alpha_{yx} = \alpha_{ки} = 1,15$;

q_4 – потери теплоты от механической неполноты сгорания топлива;

Q_D^r – располагаемая теплота сгорания газа

Интерполируем значения таблицы 3.13 – $\vartheta_{yx} = 148^\circ\text{C}$ – $I_{yx} = 613,151$ ккал/м³. Согласно таблице 6.2 $\vartheta_{x6} = 20^\circ\text{C}$ – $I_{x6} = 76,561$ ккал/м³. При сжигании газа потери теплоты от механической неполноты сгорания топлива отсутствуют – $q_4 = 0\%$. $Q_D^r = Q_H^p = 8770$ ккал/м³ = 36712 кДж/кг.

$$q_2 = \frac{(613,151 - 1,15 \cdot 76,561) \cdot (100 - 0)}{8770} = 5,988 \%,$$

Принимаем потери теплоты от химической неполноты сгорания топлива согласно справочника [60] $q_3 = 0,5\%$. Потери теплоты от наружного охлаждения] принимаем $q_5 = 2,9\%$ согласно справочника [60]. Методом обратного баланса рассчитаем КПД Брутто котла по формуле (4.35).

$$\eta_{бр} = 100 - q_2 - q_3 - q_4 - q_5 - q_6 \quad (4.35)$$

$$\eta_{бр} = 100 - 5,988 - 0,5 - 0 - 2,9 - 0 = 90,612 \text{ для котла } 10\text{МВт},$$

Согласно формуле (4.36) определим коэффициент сохранения тепла.

$$\varphi = 1 - \frac{q_5}{\eta_{бр} - q_5} \quad (4.36)$$

					13.03.01.2020.471.16 ПЗ ВКР	Лист
						42
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\varphi = 1 - \frac{2,9}{90,612 - 2,9} = 0,967$$

Полный расход топлива на котел определим согласно формуле (4.37)

$$B = \frac{Q_K}{Q_D' \cdot \eta_{бр}} \quad (4.37)$$

где Q_K - теплопроизводительность котла.

$$B = \frac{10000}{36712 \cdot 0,90612} = 0,3 \text{ м}^3/\text{с} \text{ для котла мощностью } 10\text{МВт.}$$

Расчетный расход топлива на котел вычислим определим согласно формуле (4.38).

$$B_p = B \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) \quad (4.38)$$

$$B_p = 0,3 \cdot \left(1 - \frac{0}{100}\right) = 0,3 \text{ м}^3/\text{с} \text{ для котла мощностью } 10\text{МВт.}$$

4.4.4 Конструктивный расчет котла

Основными геометрическими параметрами водогрейных жаротрубных дымогарных котлов ТЕРМОТЕХНИК ТТ-100 10МВт компании «Энтророс» являются диаметр камеры сгорания, длина топки, объем топки и размеры переходной области при входе дымовых газов в дымогарные трубы [45].

Выполним конструктивный расчет котла ТЕРМОТЕХНИК ТТ-100 10МВт, результаты расчета представим в Таблице 4.14.

Для котла ТЕРМОТЕХНИК серии ТТ100 мощностью 5 МВт конструктивный расчет приведен в таблице 4.14.

Таблица 4.14 – Конструктивный расчет котла ТЕРМОТЕХНИК ТТ100 10МВт

Наименование параметра	Обозначение	Единиц измерения	Расчетная формула или источник	Численное значение
1	2	3	4	5
Диаметр жаровой трубы	D_T	м	по чертежу	1,380
Площадь сечения трубы	F_T	м ²	$\frac{\pi \cdot D_T^2}{4}$	1,495

Продолжение таблицы 4.14

1	2	3	4	5
Степень кранирования топочной камеры	X	–	$\frac{H_{\text{Л}}}{F_{\text{СТ}}}$	0,946
Длина жаровой трубы	L_T	м	по чертежу	5,105
Площадь поверхности жаровой трубы	H_T	м ²	$\pi \cdot D_T \cdot L_T$	22,121
Объем жаровой трубы	$V_{\text{ТР}}$	м ³	$\pi \cdot D_T \cdot L_T$	7,632
Диаметр днища (внутренний)	$D_{\text{ДН}}$	м	по чертежу	2,216
Площадь поверхности днища	$F_{\text{ДН}}$	м ²	по чертежу*	4,186
Объем днища	$V_{\text{ДН}}$	м ³	по чертежу**	0,933
Объем топки	V_T	м ³	$V_{\text{ТР}} + V_{\text{ДН}}$	8,565
Площадь поверхности стен топки	$F_{\text{СТ}}$	м ²	$F_T + H_T + F_{\text{ДН}}$	27,802
Площадь чувствоспринимающей поверхности стен топки	$H_{\text{Л}}$	м ²	$(F_{\text{СТ}} - F_T) \cdot x$ для жаровой трубы $x = 1$	26,307
Коэффициент тепловой эффективности	ψ	–	$\frac{H_{\text{Л}}}{F_{\text{СТ}}}$	0,946
Эффективная толщина излучающего слоя	S	м	$3,6 \cdot \frac{V_T}{F_{\text{СТ}}}$	1,109

* площадь торосферического днища, определяется как сумма площадей боковых поверхностей цилиндра, тора и шарового слоя.

** объем торосферического днища, определяется как сумма объемов цилиндра, тора усеченного конуса и шарового слоя.

4.4.5 Тепловой расчет топки котла

Основной задачей теплового расчета топки является определение температуры газов на выходе из топки. При расчете топки котла следует учитывать тот факт, что в котлах ТТ-100 10МВт в конструкцию топки входит и поворотная камера, отдельный расчет которой по этой причине не требуется.

Выполним проверочный расчет температуры газов на выходе из топки согласно формуле (4.39).

					13.03.01.2020.471.16 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

$$g_T'' = \frac{T_a}{1 + M \cdot B\tilde{u}^{0,3} \cdot \left[\frac{5,67 \cdot 10^{-11} \cdot \psi_{cp} \cdot F_{CT} \cdot T_a^3}{\varphi \cdot B \cdot (Vc)_{cp}} \right]^{0,6}} - 273 \quad (4.39)$$

где T_a – абсолютная адиабатическая температура горения топлива.

M – параметр, учитывающий влияние на интенсивность теплообмена относительного уровня расположения горелок, степени забалластиванности топочных газов и других факторов;

$B\tilde{u}$ – критерий эффективности Бугера;

ψ_{cp} – среднее значение тепловой эффективности экранов;

F_{CT} – поверхность стен топки;

φ – коэффициент сохранения тепла;

B – расчетный расход топлива;

$(Vc)_{cp}$ – средняя суммарная теплоемкость продуктов сгорания.

Определим адиабатическую температуру горения g_a , °C согласно приведенной ранее Таблице 4.14

Полезное тепловыделение в топке котла определим согласно формуле (4.40).

$$Q_T = Q_p^r \frac{100 - q_3}{100} \quad (4.40)$$

где Q_p^r – располагаемое тепло топлива, кДж/кг;

q_3 – потери теплоты от химической неполноты сгорания топлива.

Принимаем $Q_p^r = Q_n^p = 8770$ ккал/м³ = 36712 кДж/кг, $q_3 = 0,5\%$. согласно справочника [45].

$$Q_T = 36712 \frac{100 - 0,5}{100} = 36528,44 \text{ кДж/м}^3 = 8730,51 \text{ Ккал/ м}^3$$

Тогда $g_a = 2033,35$ °C и абсолютная адиабатическая температура горения топлива $T_a = g_a + 273 = 2306,35$ К.

Для камерных топок параметр M определяется согласно формуле (4.41):

$$M = M_0 \cdot (1 - 0,4 \cdot x_T) \quad (4.41)$$

где M_0 – коэффициент принимаемый по нормативу, $M_0 = 0,4$ [45];

x_T – положение горелки относительно высоты топки, для каждого котла $x_T = 0,5$ м.

					13.03.01.2020.471.16 ПЗ ВКР	Лист
						45
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$M = 0,4 \cdot (1 - 0,4 \cdot 0,5) = 0,32 \text{ м}$$

Критерий поглощательной способности Бугера определяется согласно формуле (4.42).

$$B_u = \kappa \cdot p \cdot s_T \quad (4.42)$$

где κ – коэффициент поглощения топочной среды;

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

s_T – эффективная толщина излучающего слоя топки.

Эффективная толщина излучающего слоя топки определяется согласно формуле (4.43):

$$s_T = 3,6 \frac{V_T}{F_{CT}} \quad (4.43)$$

где V_T – объем топочной камеры, м^3 ;

F_{CT} – площадь поверхности стен топким².

Из Таблицы 4.14 нам известно объем топки, $V_T = 8,565 \text{ м}^3$ и площадь поверхности стен топки $F_{CT} = 27,802 \text{ м}^2$. Отсюда $s_T^{10} = 1,109 \text{ м}$.

Коэффициент поглощения топочной среды κ определим согласно формуле (4.44).

$$\kappa = \kappa_z + \kappa_c \cdot m \quad (4.44)$$

где κ_z – коэффициент поглощения лучей газовой фазой продуктов сгорания (RO_2 , HO_2);

κ_c – коэффициент поглощения лучей частицами сажи;

m – при сжигании природного газа принимается $m = 0,1$.

Коэффициент поглощения лучей газовой фазой продуктов сгорания определим согласно формуле (4.45).

$$\kappa_z = \left(\frac{7,8 + 16 \cdot r_{\text{H}_2\text{O}}}{\sqrt{10 \cdot p \cdot r_{\text{II}} \cdot s_T}} - 1 \right) \cdot (1 - 0,37 \cdot 10^{-3} \cdot T_T'') \cdot r_{\text{II}} \quad (4.45)$$

где $r_{\text{H}_2\text{O}}$ – объемная доля водяных паров;

r_{II} – суммарная объемная доля трехатомных газов;

s_T – эффективная толщина излучающего слоя топки, м;

p – давление в топке, МПа;

T_T'' – температура газов на выходе из топки, К.

					13.03.01.2020.471.16 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

Из формулы (4.27) известно, что $r_{H_2O} = 0,179$. Суммарная объемная доля трехатомных газов определится как $r_{II} = r_{RO_2} + r_{H_2O} = 0,083 + 0,179 = 0,262$. Эффективная толщина излучающего слоя s_T известна из формулы (4.25). Давление в топке принимаем равным 0,1 МПа. Так же предварительно зададимся температурой газов на выходе из топки равной 1420°C, соответственно $T_T = 1420 + 273 = 1693$ К.

$$\kappa_c = \left(\frac{7,8 + 16 \cdot 0,179}{\sqrt{10 \cdot 0,1 \cdot 0,262 \cdot 1,109}} - 1 \right) \cdot (1 - 0,37 \cdot 10^{-3} \cdot 1693) \cdot 0,262 = 1,839.$$

Коэффициент поглощения лучей частицами сажи определим по формуле (4.28):

$$\kappa_c = \frac{1,2}{1 + \alpha_T^2} \cdot \left(\frac{C^r}{H^r} \right)^{0,4} \cdot (1,6 \cdot 10^{-3} \cdot T_T'' - 0,5) \quad (4.28)$$

где α_T – коэффициент избытка воздуха на выходе из топки, $\alpha_T = 1,15$;

T_T'' – температура газов на выходе из топки, $T_T'' = 1507$ К;

$\frac{C^r}{H^r}$ – соотношение углерода и водорода в рабочей массе топлива.

Соотношение углерода и водорода в рабочей массе топлива при сжигании природного газа определим согласно формуле (4.29).

$$\frac{C^r}{H^r} = 0,12 \sum \frac{m}{n} C_m H_n \quad (4.29)$$

где m и n – количества атомов углерода и водорода в соединении.

$$\frac{C^r}{H^r} = 0,12 \cdot \left(\frac{1}{4} \cdot 94,6 + \frac{2}{6} \cdot 2,4 + \frac{3}{8} \cdot 0,4 + \frac{4}{10} \cdot 0,1 + \frac{5}{12} \cdot 0,1 \right) = 2,962$$

Тогда коэффициент поглощения лучей частицами сажи определится как

$$\kappa_c = \frac{1,2}{1 + 1,15^2} \cdot (2,962)^{0,4} \cdot (1,6 \cdot 10^{-3} \cdot 1507 - 0,5) = 1,525$$

Соответственно коэффициент поглощения топочной среды

$$k = 1,839 + 0,1 + 1,525 = 1,99$$

В этом случае критерий Бугера – $Bi = 0,223$.

Эффективное значение критерия Бугера определим согласно формуле (4.30).

					13.03.01.2020.471.16 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

$$B\tilde{u} = 1,6 \cdot \ln \left(\frac{1,4 \cdot Bu^2 + Bu + 2}{1,4 \cdot Bu^2 - Bu + 2} \right) \quad (4.30)$$

$$B\tilde{u} = 1,6 \cdot \ln \left(\frac{1,4 \cdot 0,223^2 + 0,223 + 2}{1,4 \cdot 0,223^2 - 0,223 + 2} \right) = 0,3.$$

Расчетный расход топлива для котла нам известен из формулы (6.18), $B_p = 0,3$ м³/с. Площадь поверхности стен топки известна из таблицы 6.3, $F_{CT} = 27,802$ м².

Определим среднюю суммарную теплоемкость продуктов сгорания согласно формуле (4.31):

$$(Vc)_{cp} = \frac{Q_n^p - I_T''}{g_a - g_T''} \quad (4.31)$$

где Q_n^p – низшая теплота сгорания топлив, кДж/кг;

g_T'' – температура газов на выходе из топки, °С;

I_T'' – энтальпия газов на выходе из топки, кДж/кг;

g_a – адиабатическая температура горения топлива, °С.

Интерполируя значения таблицы 4.2 определим теплосодержания продуктов сгорания, задавшись предварительно температурой газов на выходе из топки равной 1420°С. $I_T'' = 5827,598$ Ккал/кг = 24365,187 кДж/кг.

$$(Vc)_{cp} = \frac{36712 - 24365,187}{2033,35 - 1420} = 20,13 \text{ кДж}/(\text{кг} \cdot ^\circ\text{С}).$$

Рассчитаем среднее значение тепловой эффективности экранов согласно формуле(4.32):

$$\psi_{cp} = \psi \cdot \xi \quad (4.32)$$

где ψ – коэффициент тепловой эффективности экранов.

Из таблицы 4.3 известно, что $\psi = 0,946$;

ξ – коэффициент теплового загрязнения экранов, принимаем $\xi = 0,65$ [45].

$$\psi_{cp} = 0,946 \cdot 0,65 = 0,615.$$

Коэффициент сохранения тепла для котла нам известен из формулы (4.17),

					13.03.01.2020.471.16 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

$\varphi = 0,967$. Таким образом, возвращаясь к формуле (4.19), нам известны все данные.

Определим температуру газов на выходе в конце топки котла.

$$g_T'' = \frac{2306,35}{1 + 0,32 \cdot 0,347^{0,3} \cdot \left[\frac{5,67 \cdot 10^{-11} \cdot 0,615 \cdot 27,802 \cdot 2306,35^3}{0,967 \cdot 0,3 \cdot 20,13} \right]^{0,6}} - 273 = 1426,8^\circ\text{C}.$$

Как видно из расчета, температура газов на выходе из топки для котла составила $1426,8^\circ\text{C}$. Предварительно заданная температура газов на выходе из топки котла составляла 1420°C . Расхождение расчетной и заданной температур составляет менее 10°C , следовательно считаем, что расчет топки проведен верно.

Тепловосприятие топки определим согласно по формуле (4.33):

$$Q_L = \varphi \cdot (Q_T - I_T'') \quad (4.33)$$

где φ – коэффициент сохранения тепла, $\varphi = 0,967$;

Q_T – величина полезного тепловыделения в топке кДж/м^3 ;

I_T'' – энтальпия газов на выходе из топки, $\text{кДж}/(\text{Н}\cdot\text{м}^3)$.

Величина полезного тепловыделения нам известна из формулы (4.20) $Q_T = 36528,44 \text{ кДж/м}^3$. При температуре $1420,3^\circ\text{C}$ энтальпия газов составляет $I_T'' = 24370,878 \text{ кДж}/(\text{Н}\cdot\text{м}^3)$ согласно интерполяции значений таблицы 4.2, при температуре $1426,8^\circ\text{C} - 24494,171 \text{ кДж}/(\text{Н}\cdot\text{м}^3)$.

$$Q_L = 0,967 \cdot (36528,44 - 24494,171) = 11814,641.$$

Определим среднее удельное напряжение поверхности нагрева согласно формуле (4.34).

$$q_L = \frac{B_p \cdot Q_L}{F_{CT}} \quad (4.34)$$

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

F_{CT} – площадь поверхности стен топки, м^2 .

Значения данных величин нам известны из таблицы 4.11 и формулы (4.19), $F_{CT} = 27,802 \text{ м}^2$, $B_p = 0,3 \text{ м}^3/\text{с}$.

$$q_L = \frac{0,3 \cdot 11814,841}{27,802} = 127,487 \text{ кВт/м}^2,$$

					13.03.01.2020.471.16 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

Полученное расчетное среднее удельное напряжение поверхности нагрева удовлетворяет значениям допустимого теплонапряжения топки котла ТЕРМОТЕХНИК ТТ-100 10МВт.

4.4.6 Расчет теплоотдачи второго хода котла

Выполним расчет второго хода дымогарных труб котла ТЕРМОТЕХНИК ТТ-100 10МВт, полученные результаты сведем в Таблицу 4.15.

Таблица 4.15 – Расчет дымогарных труб второго хода котла ТЕРМОТЕХНИК ТТ-100 10МВт

Наименование параметра	Обозначение	Расчетная формула или источник	Расчет
1	2	3	4
Внутренний диаметр труб, м	$d_{вн}$	по чертежу	0,052
Число труб в газоходе. шт	n	по чертежу	174
Длина труб 2 хода газов, м	l_2	по чертежу	5,105
Установленная поверхность нагрева, м ²	h_2	$\pi \cdot d_{вн} \cdot l_2 \cdot n$	$3,14 \cdot 0,052 \cdot 5,105 \cdot 174 = 145,04$
Площадь сечения газохода, м ²	f_2	$\frac{\pi \cdot d_{вн}^2 \cdot n}{4}$	$\frac{3,14 \cdot 0,052^2 \cdot 174}{4} = 0,369$
Температура газов на входе в дымогарные трубы, °С	\mathcal{G}'_2	$\mathcal{G}''_T = \mathcal{G}'_2$	1420,3
Температура газов на выходе из дымогарных труб, °С	\mathcal{G}''_2	оцениваем	284
Энтальпия газов на входе в дымогарные трубы кДж/(Н*м ³)	I'_2	по диаграмме 6.2	24370,88
Энтальпия газов на выходе из дымогарных труб кДж/(Н*м ³)	I''_2	по диаграмме 6.2	5006,62
Коэффициент сохранения тепла	φ	$1 - \frac{q_5}{\eta - q_5}$	$1 - \frac{2,9}{94,3 - 2,9} = 0,968$

Продолжение таблицы 4.15

1	2	3	4
Температура воды на входе в конвектив. пакет, °С	t'_2	исходные данные	80
Температура воды на выходе из конвективного пакета, °С	t''_2	исходные данные	105
Средняя температура воды в конвективном пакете, °С	t_{2cp}	$0,5 \cdot (t_2'^5 + t_2''^5)$	$0,5 \cdot (80 + 105) = 92,5$
Температурный напор на входе в конвектив. пакет, °С	Δt_{σ}	$g_2'^5 - t_{2cp}^5$	$1420,3 - 92,5 = 1327,80$
Температурный напор на выходе из конвективного пакета, °С	Δt_m	$g_2''^5 - t_{2cp}^5$	$284 - 92,5 = 191,5$
Среднелогариф. температурный напор в конвективном пакете, °С	Δt_{cp}	$\frac{\Delta t_{\sigma} - \Delta t_m}{\ln \frac{\Delta t_{\sigma}}{\Delta t_m}}$	$\frac{1327,80 - 191,5}{\ln \frac{1327,80}{191,5}} = 586,81$
Объемный расход газов, м ³ /с	ϖ	$\frac{V_p \cdot V_z \cdot (g_{2cp} + 273)}{f_2 \cdot 273}$	$\frac{0,3 \cdot 12,215 \cdot (852,15 + 273)}{0,369 \cdot 273} = 40,96$
Коэффициент теплоотдачи конвекцией Вт/(м ² К)	α_k	по номограмме [60]	58
Эффективная толщина излучающего слоя, м	S	$0,1 \cdot d_{en}$	$0,1 \cdot 0,052 = 0,0052$
Суммарная поглощательная способность трехатомных газов, мМПа	$pr_n s$	$p \cdot r_n \cdot s$	$0,1 \cdot 0,261 \cdot 0,0052 = 0,0001$
Коэффициент ослабления лучей газовой средой, 1/мМПа	k_z	согласно приведенной зависимости, рис. 5-5 [60]	26
Суммарная оптическая толщина запыленного газового потока	kps	$k_z \cdot p \cdot s$	$26 \cdot 0,1 \cdot 0,0052 = 0,01$
Степень черноты излучающей среды	a	согласно приведенной зависимости, рис. 5-4 [60]	0,2

Продолжение таблицы 4.15

1	2	3	4
Коэффициент теплоотдачи излучением, Вт/(м ² К)	α_{λ}	по номограмме [60]	25,5
Значение коэффициента тепловой эффективности	ψ	принимается по таблице 5 [60]	0,8
Коэффициент теплопередачи, Вт/(м ² К)	K	$\psi \cdot (\alpha_{\kappa} + \alpha_{\lambda})$	$0,8 \cdot (458 + 25,5) = 66,80$
Тепловосприятие конвективного пакета, кДж/(Н*м ³)	Q_m	$\frac{\kappa \cdot \Delta t \cdot h_2}{(B_p \cdot 10^3)}$	$\frac{66,80 \cdot 586,81 \cdot 145,04}{(0,3 \cdot 10^3)} = 18559,48$
Невязка теплового баланса	ΔQ	$\frac{(Q_{\sigma} - Q_m) \cdot 100\%}{Q_m}$	$\frac{(18725,24 - 18559,48) \cdot 100\%}{18559,48} = 0,89\%$

Согласно проведенных расчетов невязка теплового баланса составляет менее 2%, это позволяет утверждать, что температура газов на выходе из дымогарных труб второго хода принята верно, перерасчета не требуется.

4.4.7 Расчет теплоотдачи третьего хода котла

Выполним расчет третьего хода дымогарных труб котла ТЕРМОТЕХНИК ТТ-100 10МВт, полученные результаты сведем в Таблицу 4.16.

Таблица 4.16 – Расчет дымогарных труб третьего хода котла ТЕРМОТЕХНИК ТТ-100 10МВт

Наименование параметра	Обозначение	Расчетная формула или источник	Расчет
1	2	3	4
Внутренний диаметр труб, м	$d_{вн}$	по чертежу	0,052
Число труб в газоходе. Шт	n	по чертежу	74
Длина труб 2 хода газов, м	l_2	по чертежу	5,95
Установленная поверхность нагрева, м ²	h_2	$\pi \cdot d_{вн} \cdot l_2 \cdot n$	$3,14 \cdot 0,052 \cdot 5,95 \cdot 74 = 71,89$

Продолжение таблицы 4.16

1	2	3	4
Площадь сечения газохода, м ²	f_2	$\frac{\pi \cdot d_{\text{вн}}^2 \cdot n}{4}$	$\frac{3,14 \cdot 0,052^2 \cdot 74}{4} = 0,16$
Температура газов на входе в дымогарные трубы, °С	g'_3	$g''_2 = g'_3$	284
Температура газов на выходе из дымогарных труб, °С	g''_2	из технич. характеристик	148
Энтальпия газов на входе в дымогарные трубы кДж/(Н*м ³)	I'_2	по диаграмме 6.2	5006,62
Энтальпия газов на выходе из дымогарных труб кДж/(Н*м ³)	I''_2	по диаграмме 6.2	2859,76
Коэффициент сохранения тепла	φ	$1 - \frac{q_5}{1 + q_5}$	0,968
Тепловосприятие конвективного пучка по балансу, кДж/(Н*м ³)	Q_6	$\varphi \cdot (I'_2 - I''_2)$	$0,968 \cdot (5006,62 - 2859,76) = 2076,01$
Средняя температура газов, °С	g_{2cp}	$0,5 \cdot (g'_2 + g''_2)$	$0,5 \cdot (284 + 148) = 216$
Температура воды на входе в конвектив. пакет, °С	t'_2	исходные данные	80
Температура воды на выходе из конвектив. пакета, °С	t''_2	исходные данные	105
Средняя температура воды в конвективном пакете, °С	t_{2cp}	$0,5 \cdot (t'_2 + t''_2)$	$0,5 \cdot (80 + 105) = 92,5$
Температурный напор на входе в конвектив. пакет, °С	Δt_6	$g'_2 - t_{2cp}$	$284 - 92,5 = 191,50$
Температурный напор на выходе из конвективного пакета, °С	Δt_m	$g''_2 - t_{2cp}$	$148 - 92,5 = 55,50$
Среднелогарифмический температурный напор в конвективном пакете, °С	Δt_{cp}	$\frac{\Delta t_6 - \Delta t_m}{\ln \frac{\Delta t_6}{\Delta t_m}}$	$\frac{191,50 - 55,50}{\ln \frac{191,50}{55,50}} = 109,81$

Продолжение таблицы 4.16

1	2	3	4
Объемный расход газов, м ³ /с	ϖ	$\frac{B_p \cdot V_z \cdot (g_{2cp} + 273)}{f_2 \cdot 273}$	$\frac{0,3 \cdot 12,215 \cdot (216 + 273)}{0,16 \cdot 273} = 41,82$
Коэффициент теплоотдачи конвекцией Вт/(м ² К)	α_k	по номограмме [60]	65,5
Эффективная толщина излучающего слоя, м	S	$0,1 \cdot d_{gn}$	$0,1 \cdot 0,052 = 0,0052$
Суммарная поглощательная способность трехатомных газов, мМПа	$pr_n s$	$p \cdot r_n \cdot s$	$0,1 \cdot 0,261 \cdot 0,0052 = 0,0001$
Коэффициент ослабления лучей газовой средой, 1/мМПа	k_z	согласно приведенной зависимости, рис. 5-5 [60]	22
Суммарная оптическая толщина запыленного газового потока	kps	$k_z \cdot p \cdot s$	$22 \cdot 0,1 \cdot 0,0052 = 0,01$
Степень черноты излучающей среды	a	согласно приведенной зависимости, рис. 5-4 [60]	0,2
Значение коэффициента тепловой эффективности	ψ	принимается по таблице 5 [60]	0,8
Коэффициент теплопередачи, Вт/(м ² К)	κ	$\psi \cdot (\alpha_k + \alpha_l)$	$0,8 \cdot (65,5 + 32) = 78,00$
Тепловосприятие конвективного пакета, кДж/(Н*м ³)	Q_m	$\frac{\kappa \cdot \Delta t \cdot h_2}{(B_p \cdot 10^3)}$	$\frac{78 \cdot 109,81 \cdot 71,89}{(0,3 \cdot 10^3)} = 2052,56$
Невязка теплового баланса	ΔQ	$\frac{(Q_o - Q_m) \cdot 100\%}{Q_m}$	$\frac{(2076,01 - 2052,56) \cdot 100\%}{2052,56} = 1,14\%$

Согласно проведенных расчетов невязка теплового баланса составляет менее 2%, это позволяет утверждать, что расчет проведен верно, перерасчета не требуется.

5 ИССЛЕДОВАНИЕ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ НАПОРА ТЕПЛОВОЙ СЕТИ В УСЛОВИЯХ ГОРНОЙ МЕСТОСТИ

Техническим решением в выпускной квалификационной работе является внедрение в тепловую схему новой котельной города Юрюзань пластинчатых теплообменников для разделения котлового, городского и заводского контуров.

5.1 Реализация тепловой схемы котельной с закрытым котловым контуром

Согласно представленной тепловой схеме новой котельной, тепло, вырабатываемое при помощи четырех котлоагрегатов передается на пластинчатые теплообменные аппараты городского и заводского контуров, которые в свою очередь обеспечивают приготовление теплоносителя в контурах с нужными параметрами за счет передачи тепла от горячей среды к нагреваемой. Таким образом контур теплоносителя, нагреваемого котлоагрегатами, является замкнутым и изолированным от городских и заводских сетей.

Теплообменные аппараты в таком случае выполняют роль защиты котлов от таких внешних факторов, как гидроудары, перепады высот, механических и химических загрязнений, обеспечивая стабильную и надежную работу котлового оборудования. Кроме того, использование теплообменников позволяет осуществлять регулирование рабочих параметров (расход, температура, давление) заводского и городского контуров теплосетей, при этом котловая вода передает часть своего тепла вторичному контуру.

Выбор в качестве разделителей именно пластинчатых теплообменных аппаратов обоснован максимальным уровнем эффективности данных теплообменников и надежности в эксплуатации. Преимуществами пластинчатых теплообменников служит доступная стоимость и компактность размеров (что актуально для модульной котельной), простая модификация (устройство можно дополнить или разукomплектовать необходимым количеством пластин) а так же возможность самоочистки теплообменного аппарата в следствие высокой турбулентности потока внутри устройства.

Основной проблемой отделения котлового контура при помощи теплообменных аппаратов является тот факт, что пластинчатые теплообменники в силу своих высоких коэффициентов теплопередачи значительно охлаждает котловую воду, температура обратной котловой воды в этом случае может упасть меньше 60°C. Следствием подачи в котел воды с низкой температурой является конденсация паров в котле и его быстрый выход из строя из-за коррозии.

С целью устранения этого явления, в тепловой схеме реализовано ограничение по минимальной величине температуры воды, возвращаемой в котел. Для поддержания температуры обратной воды на уровне не ниже 60°C в схему включены трехходовые клапаны.

Включение в тепловую схему пластинчатого теплообменника через трехходовой клапан решает одновременно две задачи:

					13.03.01.2020.471.16 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

- не позволяет температуре обратной воды котлового контура опуститься ниже определенного предела – 60°C, предохраняя тем самым котлы от коррозии
- позволяет поддерживать заданную температуру городского и заводского теплоносителя по сигналу от термодатчика теплосетей.

В целом разделение тепловой схемы котельной на первичный (котловой) и вторичные (заводской и городской) контура значительно повышает надежность работы котельной и увеличивает срок ее службы.

5.2 Исходные данные для расчета теплообменных аппаратов

С целью дальнейшего выбора теплообменников требуется рассчитать площадь поверхности теплообмена, зная параметры работы оборудования.

Для городского контура расход тепла на отопление и горячее водоснабжение определяется как сумма расходов тепла на отопления и ГВС всех энергетических районов за исключением энергетического района № 10 согласно формуле (5.1).

$$Q^Г = Q_{\Sigma i}^{\max} - Q_{10}^{\max} \quad (5.1)$$

$$Q^Г = 36,33 - 1,62 = 34,71 \text{ МВт};$$

Для заводского контура расход тепла на отопление и горячее водоснабжение соответствует значению расхода тепла на отопление и ГВС энергетического района №10.

$$Q^З = Q_{10}^{\max} = 1,62 \text{ МВт.}$$

Согласно принципиальной тепловой схеме котельной в каждом контуре (и в заводском, и в городском) предусмотрена установка двух параллельно работающих теплообменника. В таком случае мощность каждого теплообменника равна половине общей тепловой нагрузки в контуре.

$$Q_T^Г = \frac{Q^Г}{2} = \frac{34,71}{2} = 17,36 \text{ МВт}$$

$$Q_T^З = \frac{Q^З}{2} = \frac{1,62}{2} = 0,81 \text{ МВт}$$

Начальная температура греющей стороны теплообменных аппаратов $t_1' = 105^\circ\text{C}$, конечная температура греющей стороны теплообменных аппаратов $t_1'' = 80^\circ\text{C}$. Начальная температура нагреваемой стороны теплообменных

					<i>13.03.01.2020.471.16 ПЗ ВКР</i>	Лист
						56
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

аппаратов $t_2' = 70^\circ\text{C}$, конечная температура нагреваемой стороны теплообменных аппаратов $t_2'' = 95^\circ\text{C}$.

Согласно исходным данным располагаемый напор $\Delta P_1 = 1\text{ МПа}$, располагаемый напор тепловой сети городского контура $\Delta P_2^I = 0,8\text{ МПа}$, располагаемый напор тепловой сети заводского контура $\Delta P_2^3 = 0,6\text{ МПа}$,

Проектируемые теплообменные аппараты планируется собирать из пластин из нержавеющей стали 08Х17Н13М2 типа «ПР-0,5Е», гофрированных под «елочку». Поверхность теплоотдачи одной пластины $F_1 = 0,45\text{ м}^2$, эквивалентный диаметр межпластинного канала $d_{\text{э}} = 0,008\text{ м}$, площадь поперечного сечения межпластинного канала $f_{\text{э}} = 0,0016\text{ м}^2$, приведенная длина канала $L_{II} = 1,15\text{ м}$, диаметр углового отверстия $D_y = 0,1\text{ м}$, толщина пластины $\delta_{II} = 0,001\text{ м}$, коэффициент теплопроводности материала пластин теплообменника $\lambda_{II} = 16,2\text{ Вт/(м}\cdot\text{К)}$.

5.3 Расчет теплообменных аппаратов

Приведем уравнение теплового баланса для теплообменного аппарата согласно формуле (5.2).

$$Q = G_1 \cdot c_{p1} \cdot (\tau_{01} - \tau'_{01}) \cdot \eta = G_2 \cdot c_{p2} \cdot (\tau_{02} - \tau'_{02}) \quad (5.2)$$

где G_1 – расход теплоносителя в греющей линии, кг/с;

G_2 – расход теплоносителя в нагреваемой линии, кг/с;

c_{p1} , c_{p2} – теплоемкости греющей и нагреваемой среды соответственно, Дж/(кг·К),

η – КПД теплообменного аппарата, принимаем $\eta = 0,9$ [52];

Определим расход нагреваемого теплоносителя в одном теплообменном аппарате городского контура по формуле (5.3).

$$G_2^I = \frac{Q_T^I}{c_{p2} \cdot (t_1'' - t_2'')} \quad (5.3)$$

$$G_2^I = \frac{17,36 \cdot 10^6}{4,198 \cdot (95 - 70)} = 165,38\text{ кг/с.}$$

Определим расход греющего теплоносителя в одном теплообменном аппарате

					13.03.01.2020.471.16 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

городского контура по формуле с учетом КПД теплообменника (5.4).

$$G_1^r = \frac{Q_r^r}{c_{p1} \cdot (t_1' - t_2') \cdot \eta} \quad (5.4)$$

$$G_1^r = \frac{17,36 \cdot 10^6}{4221 \cdot (105 - 80) \cdot 0,9} = 182,75 \text{ кг/с.}$$

Определим средние температуры и теплофизические свойства теплоносителя греющего и нагреваемого потоков(5.5).

$$t_1^{cp} = \frac{t_1' + t_2'}{2} \quad (5.5)$$

$$t_1^{cp} = \frac{105 + 80}{2} = 92,5 \text{ }^\circ\text{C.}$$

При средней температуре 92,5°C плотность теплоносителя составляет $\rho_1 = 963,575 \text{ кг/м}^3$, теплоемкость теплоносителя греющей стороны теплообменника $c_{p1} = 4211 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{K)}$, коэффициент теплопроводности теплоносителя греющей стороны теплообменника $\lambda_1 = 0,68 \text{ Вт/(м}\cdot\text{K)}$, коэффициент кинематической вязкости теплоносителя греющей стороны теплообменника $\nu_1 = 0,318 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$.

Аналогично по формуле (5.6) определим среднюю температуру городского и заводского сетевых контуров.

$$t_2^{cp} = \frac{t_1'' + t_2''}{2} \quad (5.6)$$

$$t_2^{cp} = \frac{95 + 70}{2} = 82,5 \text{ }^\circ\text{C.}$$

При средней температуре 82,5°C плотность теплоносителя составляет $\rho_2 = 970,175 \text{ кг/м}^3$, теплоемкость теплоносителя нагреваемой стороны теплообменника $c_{p2} = 4198 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{K)}$, коэффициент теплопроводности теплоносителя нагреваемой стороны теплообменника $\lambda_2 = 0,678 \text{ Вт/(м}\cdot\text{K)}$, коэффициент кинематической вязкости теплоносителя нагреваемой стороны теплообменника $\nu_2 = 0,355 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$.

Составим график изменения температур потоков теплоносителей в теплообменнике. График приведен на рисунке 5.1.

					<i>13.03.01.2020.471.16 ПЗ ВКР</i>	Лист
						58
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

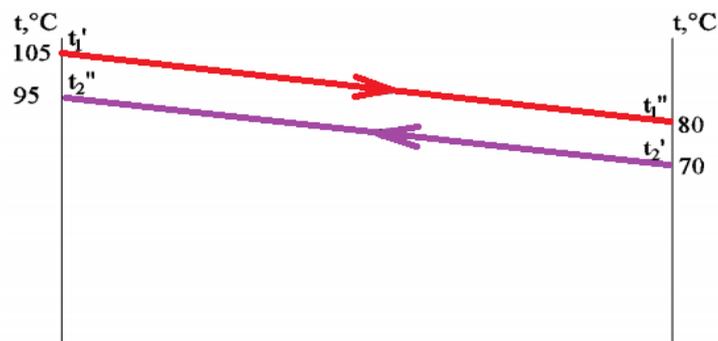


Рисунок 5.1 – График изменения температур потоков теплоносителей в теплообменнике

Из приведенного графика изменение температур потоков теплоносителей видно, что изменение температуры греющего теплоносителя соответствует изменению температуры нагреваемого и наоборот. Определим температурный напор на теплообменном аппарате как среднее арифметическое согласно формуле(5.7).

$$\Delta t = \frac{\Delta t_B + \Delta t_M}{2} \quad (5.7)$$

где Δt_B – большая разность температуры в теплообменном аппарате;

Δt_M – меньшая разность температуры в теплообменном аппарате.

В свою очередь Δt_B определим по формуле (5.8).

$$\Delta t_B = t'_1 - t''_1 \quad (5.8)$$

$$\Delta t_B = 105 - 95 = 10^\circ \text{C} .$$

Δt_M определим по формуле (5.9).

$$\Delta t_M = t'_2 - t''_2 \quad (5.9)$$

$$\Delta t_M = 80 - 70 = 10^\circ \text{C} .$$

$$\Delta t = \frac{10 + 10}{2} = 10^\circ \text{C} .$$

Определим рациональную скорость движения нагреваемого в теплообменном аппарате теплоносителя согласно формуле (5.10)

$$w_2 = 2 \cdot \sqrt[3]{\frac{\alpha_2 \cdot (t_{CT}^{cp} - t_2^{cp}) \cdot \Delta p_2}{c_{p2} \cdot (t_2' - t_2'') \cdot \rho_2^2 \cdot \xi_2}} \quad (5.10)$$

где α_2 – коэффициент теплоотдачи от стенки теплообменника к нагреваемой среде, для ориентировочного расчета принимаем $\alpha_2 = 12000 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°С})$ [52];

ξ_2 – коэффициент общего гидравлического сопротивления, принимаем $\xi_2 = 2,3$ [52]

Среднюю температуру стенки теплообменника определим по формуле (5.11).

$$t_{CT}^{cp} = \frac{t_{CP1} + t_{CP2}}{2} \quad (5.11)$$

$$t_{CT}^{cp} = \frac{92,5 + 82,5}{2} = 87,5^\circ \text{С}.$$

Тогда для городского контура:

$$w_2^\Gamma = 2 \cdot \sqrt[3]{\frac{12000 \cdot (87,5 - 82,5) \cdot 81577,3}{4198 \cdot (80 - 70) \cdot 970,175^2 \cdot 2,3}} = 0,38 \text{ м/с}.$$

Для заводского контура:

$$w_2^3 = 2 \cdot \sqrt[3]{\frac{12000 \cdot (87,5 - 82,5) \cdot 611812,97}{4198 \cdot (80 - 70) \cdot 970,175^2 \cdot 2,3}} = 0,35 \text{ м/с}.$$

Определим критерий Рейнольдса для потока нагреваемого теплоносителя по формуле (5.12).

$$Re_2 = \frac{w_2 \cdot d_3}{\nu_2} \quad (5.12)$$

Для городского и заводского контуров:

$$Re_2^\Gamma = \frac{0,38 \cdot 0,008}{0,355 \cdot 10^{-6}} = 8509,61,$$

$$Re_2^3 = \frac{0,35 \cdot 0,008}{0,355 \cdot 10^{-6}} = 7968,36$$

Полученные значения критерия Рейнольдса лежат в области значений от 50 до 2000. Следовательно можно сделать вывод, что ход течения сетевого теплоносителя – турбулентный [41].

Выполним проверку принятого значения коэффициента общего гидравлического сопротивления согласно формуле (5.13).

$$\xi_2 = \frac{22,4}{Re_2^{0,25}} \quad (5.13)$$

Для городского и заводского контуров:

$$\xi_2^Г = \frac{22,4}{8509,61^{0,25}} = 2,33 ,$$

$$\xi_2^З = \frac{22,4}{7968,36^{0,25}} = 2,37$$

Полученные значения коэффициента общего гидравлического сопротивления достаточно близко к принятому значению, следовательно расчет можно считать верным.

Вычислим значение критерия Прандтля при средней температуре воды нагреваемого потока по формуле (5.14).

$$Pr_2 = \frac{c_p \cdot v_2 \cdot \rho_2}{\lambda_2} \quad (5.14)$$

$$Pr_2 = \frac{4198 \cdot 0,355 \cdot 10^{-6} \cdot 970,175}{0,678} = 2,14$$

При рассчитанном значении средней температуры стенки теплообменника 87,5°C, теплофизические свойства теплоносителя следующие: $\rho_{СТ} = 966,925 \text{ кг/м}^3$, теплоемкость теплоносителя нагреваемой стороны теплообменника $c_{СТ} = 4205 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{К)}$, коэффициент теплопроводности теплоносителя нагреваемой стороны теплообменника $\lambda_{СТ} = 0,679 \text{ Вт/(м}\cdot\text{К)}$, коэффициент кинематической вязкости теплоносителя нагреваемой стороны теплообменника $\nu_{СТ} = 0,358 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$.

Вычислим значение критерия Прандтля при средней температуре стенки теплообменника.

$$Pr_{CT} = \frac{4205 \cdot 0,358 \cdot 10^{-6} \cdot 966,925}{0,679} = 2,01$$

Выполним расчет критерия Нуссельта для пластины ПР-5Е[24] по формуле(5.15).

$$Nu_2 = 0,135 \cdot Re_2^{0,73} \cdot Pr_2^{0,43} \cdot \left(\frac{Pr_2}{Pr_{CT}} \right)^{0,25} \quad (5.15)$$

Для городского и заводского контуров:

$$Nu_2^{\Gamma} = 0,135 \cdot 8509,61^{0,73} \cdot 2,14^{0,43} \cdot \left(\frac{2,14}{2,01} \right)^{0,25} = 140,62$$

$$Nu_2^3 = 0,135 \cdot 7968,36^{0,73} \cdot 2,14^{0,43} \cdot \left(\frac{2,14}{2,01} \right)^{0,25} = 134,03$$

Уточним значения коэффициент теплоотдачи от греющей среды к стенке теплообменника по формуле (5.16).

$$\alpha_2 = \frac{Nu_2 \cdot \lambda_2}{d_3} \quad (5.16)$$

Для городского и заводского контуров:

$$\alpha_2^{\Gamma} = \frac{140,62 \cdot 0,678}{0,008} = 11917,63$$

$$\alpha_2^3 = \frac{134,03}{0,008} = 11539,40$$

Полученные значения коэффициент теплоотдачи достаточно близко к принятому значению, следовательно расчет можно считать верным.

Аналогично выполним расчет для греющего потока теплоносителя. Рациональную скорость движения греющего потока в теплообменном аппарате определим формуле (5.17)

$$w_1 = 2 \cdot \sqrt[3]{\frac{\alpha_1 \cdot (t_1^{cp} - t_{CT}^{cp}) \cdot \Delta p_1}{c_{p1} \cdot (t_1' - t_1'') \cdot \rho_1^2 \cdot \xi_1}} \quad (4.17)$$

					13.03.01.2020.471.16 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

Зададимся значением $\alpha_1 = 11500 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°C})$, $\xi_1 = 2,2$.

$$w_1 = 2 \cdot \sqrt[3]{\frac{11500 \cdot (92,5 - 87,5) \cdot 10197,62}{4221 \cdot (105 - 95) \cdot 963,575^2 \cdot 2,3}} = 0,37$$

Определим критерий Рейнольдса для греющего потока теплоносителя по формуле (5.18).

$$Re_1 = \frac{w_1 \cdot d_{\text{э}}}{\nu_1} \quad (5.18)$$

$$Re_1 = \frac{0,38 \cdot 0,008}{0,318 \cdot 10^{-6}} = 9399,84.$$

Полученное значения критерия Рейнольдса лежит в области значений от 50 до 2000. Следовательно можно сделать вывод, что ход течения котлового теплоносителя – турбулентный [41].

Выполним проверку принятого значения коэффициента общего гидравлического сопротивления согласно формуле (5.19).

$$\xi_1 = \frac{22,4}{Re_1^{0,25}} \quad (5.19)$$

$$\xi_1 = \frac{22,4}{9399,84^{0,25}} = 2,27$$

Полученное значения коэффициента общего гидравлического сопротивления достаточно близко к принятому значению, следовательно расчет можно считать верным.

Вычислим значение критерия Прандтля при средней температуре воды греющего потока по формуле (5.20).

$$Pr_1 = \frac{c_{p1} \cdot \nu_1 \cdot \rho_1}{\lambda_1} \quad (5.20)$$

$$Pr_1 = \frac{4211 \cdot 0,318 \cdot 10^{-6} \cdot 963,575}{0,68} = 1,9$$

Выполним расчет критерия Нуссельта для пластины по формуле (5.21).

					<i>13.03.01.2020.471.16 ПЗ ВКР</i>	Лист
						63
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$Nu_2 = 0,135 \cdot Re_1^{0,73} \cdot Pr_1^{0,43} \cdot \left(\frac{Pr_1}{Pr_{CT}} \right)^{0,25} \quad (5.21)$$

$$Nu_1 = 0,135 \cdot 9399,84^{0,73} \cdot 1,9^{0,43} \cdot \left(\frac{1,9}{2,01} \right)^{0,25} = 139,34$$

Полученное значение коэффициента теплоотдачи достаточно близко к принятому значению, следовательно расчет можно считать верным.

Уточним значения коэффициент теплоотдачи от греющей среды к стенке теплообменника по формуле (5.22).

$$\alpha_1 = \frac{Nu_1 \cdot \lambda_1}{d_3} \quad (5.22)$$

$$\alpha_1 = \frac{139,34 \cdot 0,68}{0,008} = 11884,05$$

Полученное значение коэффициента теплоотдачи достаточно близко к принятому значению, следовательно расчет можно считать верным.

Термическое сопротивление со стороны греющего теплоносителя и со стороны нагреваемого теплоносителя для пластин «ПР-0,5Е» принимаем $R_{31} = R_{32} = 0,00023 \text{ м}^2 \cdot \text{С/Вт}$ [52].

Вычислим коэффициент теплопередачи согласно по формуле (5.23):

$$k = \frac{1}{\left(\frac{1}{\alpha_1} \right) + R_{31} + \left(\frac{\delta_{CT}}{\lambda_{CT}} \right) + R_{32} + \left(\frac{1}{\alpha_2} \right)} \quad (5.23)$$

Для городского контура:

$$k^r = \frac{1}{\left(\frac{1}{11844,05} \right) + 0,00023 + \left(\frac{0,001}{16,2} \right) + 0,00023 + \left(\frac{1}{11917,63} \right)} = 1449,13 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{°С}}$$

Для заводского контура:

$$k^3 = \frac{1}{\left(\frac{1}{11844,05} \right) + 0,00023 + \left(\frac{0,001}{16,2} \right) + 0,00023 + \left(\frac{1}{11359,40} \right)} = 1440,52 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{°С}}$$

Определяем общую поверхность теплопередачи каждого теплообменного аппарата согласно формуле (5.24).

$$F_a = \frac{Q}{k \cdot \Delta t} \quad (5.24)$$

Для городского контура 1-ого теплообменника:

$$F_a^{\Gamma} = \frac{17,36 \cdot 10^6}{1449,13 \cdot 10} = 1197,96 \text{ м}^2.$$

Для заводского контура 1-ого теплообменника:

$$F_a^3 = \frac{0,81 \cdot 10^6}{1440,52 \cdot 10} = 56,23 \text{ м}^2.$$

Таким образом для осуществления процесса теплопередачи в городской сетевой контур выбираем 2 теплообменных аппарата РАДИАН с пластинами типа «ПР-0,5Е» общей площадью пластин 1197,96 м² для каждого теплообменника. Для осуществления процесса теплопередачи в заводской сетевой контур выбираем 2 теплообменных аппарата РАДИАН с пластинами типа «ПР-0,5Е» общей площадью пластин 56,23 м² для каждого теплообменника.

					<i>13.03.01.2020.471.16 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

6 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

В свете нестабильной экономической ситуации и постоянного роста цен на энергоносители вопросы приобретают особое значение. Для минимизации затрат на энергоресурсы требуется грамотная стратегия энергосбережения, при этом мероприятия по энергосбережению могут быть различны, но все они должны быть направлены на рациональное использование энергоресурсов.

6.1 Основные технологические решения энергосбережения нового источника теплоснабжения города Юрюзань

Одной из основных задач выпускной квалификационной работы при разработке проекта новой котельной является повышение технического уровня процесса выработки тепла и снижение затрат и энергоресурсов в процессе его (тепла) производства. Решение этой задачи выполняется путем установки нового энергосберегающего оборудования, реализации закрытой схемы теплоснабжения и автоматизации технологического процесса производства тепла.

Применение в новой котельной современных котлоагрегатов ТЕРМОТЕХНИК серии «ГТ-100», взамен изношенных и морально устаревших позволяет снизить потери теплоты с отходящими газами за счет следующих технических характеристик нового котлового оборудования:

- в котлах поддерживается оптимальный коэффициент избытка воздуха в топке и минимизированы присосы воздуха в тракте;
- котлы не имеют нагара и иных загрязнений, что гарантирует чистоту внутренней и наружной поверхностей нагрева, что в свою очередь увеличивает коэффициент теплопередачи от дымовых газов к теплоносителю;
- конструкция котлов предполагает увеличенную площадь хвостовых поверхностей нагрева.

Использование теплообменных агрегатов РАДИАН позволяет проводить крайне эффективный теплообмен с регулированием его (теплообмена) параметрами между котловым и сетевыми контурами теплоносителя, путем передачи требуемой температуры через стальные гофрированные пластины, стянутые в пакет через резиновые уплотнения обжимными плитами.

Предлагаемая к установке новая станция химической водоподготовки позволяет уменьшать интенсивность образования солевых отложений на поверхностях теплообмена котлов.

Кроме того, в выпускной квалификационной работе предлагается внедрить в процесс выработки тепла средства автоматического управления технологическим процессом, а именно погодозависимое регулирование и управляемый отпуск тепла.

Благодаря этому температура теплоносителя в различных контурах тепловой схемы котельной будет изменяться в зависимости от температуры наружного воздуха и различных внешних факторов. Алгоритм управления ориентирован на температурный график зависимости изменения температуры теплоносителя от

					13.03.01.2020.471.16 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

температуры наружного воздуха, что в итоге гарантирует сокращение затрат, в первую очередь на топливо, необходимое для производства 1МВт тепловой энергии и, как следствие, снижение себестоимости тепловой энергии.

Проектом так же предусматривается снижение расхода электроэнергии на 25-30% за счет использования частотных преобразователей насосов, вентиляторов, дымососов и устройств плавного пуска. Частотные преобразователи минимизируют токовые перегрузки, сокращают износ и устраняют проскальзывание ремней [35]. Устройства плавного пуска обеспечивают плавный пуск и останов двигателей, что в свою очередь снижает пусковые токи и ограничивает провалы напряжения в сети [31]. Такое технологическое решение позволяет не только добиться существенного эффекта в экономии электричества, но и продлевает срок эксплуатации электродвигателей в среднем на 15%.

Планируемые к реализации технологические решения позволяют:

- обеспечить высокودинамичное регулирование температурой теплоносителя в сетях в зависимости от температуры наружного воздуха с учетом инерции тепловых сетей;

- ликвидировать вынужденные «перетопы» абонентов в периоды межсезонья;

- добиться экономического эффекта за счет внедрения оптимально графика качественного регулирования и поддержания постоянного расхода;

- обеспечить минимальный, но достаточный расход топлива;

- сократить эксплуатационный и ремонтный персонал котельной до минимального и достаточного;

- снизить затраты на регламентные и профилактические работы.

Основным показателем эффективности нового источника теплоснабжения города Юрюзань и механического завода будет являться его КПД, который учитывает потребление и потери топлива, отпуск и потери теплоты, а так же затраты электроэнергии для работы оборудования новой котельной. Высокий КПД нового источника теплоснабжения будет реализован не только за счет использования энергосберегающего оборудования, но и за счет реализации энергосберегающих мероприятий.

6.2 Разработка организационных мероприятий по энергосбережению для источника теплоснабжения города Юрюзань

На этапе разработки проекта нового источника теплоснабжения города Юрюзань должен быть осуществлен ряд организационных мероприятий для реализации максимального потенциала энергосбережения. А именно:

- энергетическая оценка новой котельной с составлением энергетического паспорта предприятия;

- оценка учета, отчетности, нормирования и анализа показателей топливоиспользования;

- оценка использования энергоресурсов вследствие работы оборудования с нарушением режимов работы, разработка мероприятий по выводу оборудования режимы работы с нормативными показателями;

					<i>13.03.01.2020.471.16 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
						67
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- составление топливно-энергетического баланса новой городской котельной;
- оценка энергетических потерь вследствие использования неоптимальной тепловой схемы, режимов работы оборудования, разработка мероприятий по оптимизации работы оборудования;
- анализ и разработка рекомендации по реализации организационных и технических решений для повышения энергетической эффективности котельной;
- определение основных возможных направлений снижения затрат энергоресурсов;
- оценка экологической безопасности новой котельной, разработка мероприятий по снижению нагрузки на экологию;
- оценка объемов финансирования и экономической эффективности всех вышеуказанных мероприятий.

6.3 Рекомендации к дальнейшему внедрению мероприятий по энергосбережению по окончании реализации проекта новой котельной города Юрюзань

По окончании реализации проекта новой котельной города Юрюзань и запуск оборудования в эксплуатацию необходимо продолжить деятельность в области энергосбережения и реализовать следующие мероприятия:

1) Контроль за соблюдением водно-химического режима тепловых сетей.

Соблюдение водно-химического режима тепловых сетей является необходимым условием нормальной работы котельной. Коррозия трубопроводов приводит к снижению показателей теплообмена и, как следствие, к перерасходу энергии. Увеличение концентрации отложений и продуктов коррозии в сетевой воде неизбежно ведет к росту энергозатрат при транспортировке тепла.

Борьба с коррозией и отложениями позволяет улучшить показатели теплоотдачи и теплосъема как для оборудования городской котельной, так и для отопительных приборов конечных абонентов. Кроме того, это позволяет сократить затраты на эксплуатацию и ремонт котельного оборудования без потери качества тепловых сетей.

2) Автоматизация индивидуальных тепловых пунктов зданий.

Тепловые пункты жилых домов, административных зданий и магазинов в городе Юрюзань не имеют средств автоматизации и не способны автоматически регулировать теплоснабжение зданий. Отсутствие системы автоматического регулирования теплоснабжения приводит к значительным перетокам зданий в период межсезонья, перерасходам тепловой энергии и, как следствие, высокой стоимости тепловой энергии для конечных потребителей.

Применение в тепловых пунктах зданий средств автоматизации позволит:

- проводить высокочастотное регулирование параметров теплоносителя в зависимости от погодных условий, исключая инерционность городских тепло-сетей;
- регулировать температуру внутри помещений в зависимости от периодов нахождения людей в здании и количества посетителей;

					<i>13.03.01.2020.471.16 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
						68
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- устранять «перетопы» здания в период межсезонья;
- учитывать дополнительные теплоступления от солнечной радиации и внутренних тепловыделений здания;

Автоматизацию тепловых пунктов особенно важно предусмотреть на этапе проектирования нового жилого микрорайона (энергетического района №11), что позволит включить новые здания в общую систему энергосбережения города.

Как показывает практика, реализация автоматического регулирования теплоносителя в индивидуальных тепловых пунктах позволит экономить до 20% тепловой энергии [31].

3) Замена тепловой изоляции зданий.

Большинство абонентов новой котельной города Юрюзань – это здания со сроком эксплуатации более 30 лет. На этом фоне вопрос улучшения тепловой изоляции ограждающих конструкций таких зданий крайне актуален. Мероприятия по замене тепловой изоляции зданий предусматривают утепление зданий плитами типа "ППЖ", в том числе кровельных конструкций и утепление остекления зданий за счет использования ПВХ оконных конструкций.

Экономический эффект таких мероприятий сложно оценить, та как экономия тепловой энергии напрямую зависит от первоначального состояния ограждающих конструкций. В среднем процент экономии от утепления стен и перекрытий здания 10-20% и 15 % при замене оконных конструкций и входных групп.

4) Разработка дополнительных энергосберегающих мероприятий для котельной.

По окончании ввода новой котельной в эксплуатацию, требуется провести анализ и разработать мероприятия, по борьбе с повышенными присосами воздуха в топке и газоходах котлов, высокой температурой уходящих газов и повышенными затратами тепловой и электрической энергии на собственные нужды котельной.

5) Совершенствование техники учета.

С целью контроля расхода энергоресурсов и определения мест потерь и перерасхода, требуется реализовать автоматизированную систему учета отпуска тепловой энергии, расхода газа, потребления электроэнергии на собственные нужды котельной, повысить точность оперативного и технического учета топлива, организовать претензионную работу с топливоснабжающими организациями.

6) Расширение энергетического анализа.

При дальнейшей эксплуатации новой котельной необходимо вести мероприятия по совершенствованию нормативно-технической документации, повышению достоверности расчета показателей, своевременному выявлению и устранению причин нерационального использования энергоресурсов.

					<i>13.03.01.2020.471.16 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
						69
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

7 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ

Стационарные источники загрязнения, такие как отопительные котельные способны оказывать влияние на ухудшение компонентов окружающей среды. Поэтому при разработке нового источника теплоснабжения города Юрюзань и механического завода вопросы экологии должны быть учтены. Так же стоит отметить, что загрязнение атмосферного воздуха при реализации проекта новой котельной будет происходить путем выброса в атмосферу через дымовые трубы вредных веществ (окислов азота, угарного, углекислого газа), как образующихся в топках котлов при сжигании топлива. Других источников выбросов вредных веществ в окружающую среду на территории котельной не будет. Основным показателем, характеризующим загрязнение атмосферы, является выброс вредных веществ в единицу времени.

В выпускной квалификационной работе предлагается реализация новой газовой водогрейной котельной с установкой четырех котлов «ТЕРМОТЕХНИК» серии ТТ100 мощностью 10МВт каждый. Топливом для котлов является природный газ, аварийное топливо для котлов не предусмотрено. Отвод дымовых газов предлагается осуществлять от каждого котла в отдельности по средствам установки дымовой трубы.

7.1 Расчет объемов продуктов сгорания

Топливом для котельной является природный газ. Низшая теплота сгорания $Q_n^p = 8770 \text{ ккал/м}^3 = 36658 \text{ кДж/кг}$. Плотность топлива $\rho_2^c = 0,758 \text{ кг/м}^3$.

Из Раздела 3 данной выпускной квалификационной работы нам известен суммарный объем дымовых газов $V_2 = 12,215 \text{ м}^3/\text{м}^3$ при нормальных условиях, а так же расход топлива на каждый котел $B = 0,3 \text{ м}^3/\text{с}$.

Объемный расход продуктов сгорания при рабочих условиях $\frac{V_{ну} \cdot P_{ну}}{T_{ну}} = \frac{V_p \cdot P_p}{T_p}$

согласно формуле (7.1):

$$V_p = \frac{T_p \cdot V_{ну} \cdot P_{ну}}{P_p \cdot T_{ну}} \quad (7.1)$$

где T_p – температура продуктов сгорания, К;

$T_{ну}$ – температура среды при нормальных условиях, К;

$V_{ну}$ – объем дымовых газов при нормальных условиях, $\text{м}^3/\text{м}^3$;

$P_{ну}$ – атмосферное давление при нормальных условиях, мм рт.ст.;

P_p – атмосферное давление при рабочих условиях, мм рт. ст.

Из приведенных технических характеристик котлоагрегатов известно, что средняя температура дымовых газов на выходе из котла составит 149°C или

					13.03.01.2020.471.16 ПЗ ВКР	Лист
						70
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

воздуха. Конструкция топки не предполагает рециркуляцию, следовательно $r=0$; β_3 – коэффициент, учитывающий принципиальную конструкцию горелки, $\beta_3=1$; k – коэффициент, характеризующий выход окислов азота на 1 т сожженного условного топлива, кг/т.

Потери теплоты от механической неполноты сгорания топлива при сжигании газа отсутствуют – $q_4=0\%$.

Определим коэффициент k для водогрейных котлов по формуле (7.4):

$$k = \frac{2,5 \cdot Q_{\phi}}{20 + Q_n} \quad (7.4)$$

где Q_{ϕ} – фактическая теплопроизводительность котла, Гкал/час;

Q_n – номинальная теплопроизводительность котла, Гкал/час.

Из раздела 4 выпускной квалификационной работы нам известно, что фактическая теплопроизводительность всех четырех котлов – 36,33 МВт. Поскольку котлы однотипные одинаковой мощности, можно считать, что теплопроизводительность 1 котла составляет 1/4 от общей теплопроизводительности котлов и равна 9,08 МВт или 7,81 Гкал/ч. Номинальная теплопроизводительность одного котла нам известна и составляет 10 МВт или 8,60 Гкал/час.

$$k = \frac{2,5 \cdot 7,61}{20 + 8,60} = 0,68$$

Возвращаясь к формуле (7.3), количество выбросов окислов азота для одного котла.

$$M_{NO_2} = 0,034 \cdot 10^{-3} \cdot 1 \cdot 0,68 \cdot 0,3 \cdot 36658 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,758 = 0,19 \text{ г/с.}$$

7.3 Расчет дымовых труб

Основным методом снижения концентрации выбросов NO_2 на уровне земли является рассеивание отходящих газов через высокие дымовые трубы, в этом случае происходит изменение состава дымовых газов, образуются новые соединения, снижается концентрация вредных веществ. Отходящие газы всех промышленных источников генерации тепла подлежат рассеиванию в атмосфере, даже если они не содержат токсичных веществ [25].

Из дымовых труб поток отходящих газов попадает в высокие слои атмосферы и перемешивается с воздухом. Этот процесс позволяет снизить до нормативного значения концентрации вредных веществ в приземном слое атмосферы на уровне дыхания.

Проектом предусматривается установка дымовой трубы отдельно для каждого котлоагрегата. Трубы будут одинаковыми.

					13.03.01.2020.471.16 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

Определим диаметр устья одной дымовой трубы по формуле (7.6).

$$D_o = \sqrt{\frac{4 \cdot V}{\pi \cdot w_o}} \quad (7.6)$$

где w_o – скорость дымовых газов на выходе из трубы.

Оптимальная скорость дымовых газов на выходе из трубы w_o составляет 15 – 20 м/с [32], принимаем ее в качестве расчетной.

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot 5,99}{3,14 \cdot 20}} = 0,62 \text{ м.}$$

В качестве дымовых труб планируется использовать металлические самонесущие утепленные трубы компании «Боркотломаш» серии «ТСМУ». Конструкция трубы представляет собой самостоятельную свободностоящую строительную конструкцию по типу «труба в трубе», где внутри несущего ствола, на который возлагаются все внешние нагрузки, расположен внутренний дымоотводящий ствол меньшего диаметра.

Принимаем стандартный диаметр дымовой трубы ТСМУ, Боркотломашравный 0,6м, уточним скорость выхода дымовых газов по формуле(7.7).

$$w_z = \frac{4 \cdot V}{\pi \cdot D_o^2} \quad (7.7)$$

$$w_z = \frac{4 \cdot 5,99}{3,14 \cdot 0,6^2} = 21,2 \text{ м/с.}$$

Высота дымовых труб котельной согласно СН-369-74 «Указания по расчету рассеивания в атмосфере вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий» [32], должна быть такова, что бы выполнялось условие, при котором максимальная концентрация вредного вещества в приземном слое C_m не превосходит. Это условие можно записать в виде формулы (7.8).

$$C_m \leq \text{ПДК} \quad (7.8)$$

В соответствии с условием (7.6) минимально допустимую высоту трубы h , при которой обеспечивается значение $C_m = \text{ПДК}$, при температуре выбрасываемых газов большей температуры атмосферного воздуха ($\Delta T > 0$), определим по формуле (7.9).

					13.03.01.2020.471.16 ПЗ ВКР	Лист
						73
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$H = \sqrt{A \cdot F \cdot n \cdot m \cdot \eta \frac{M_{NO_2}}{ПДК} \sqrt[3]{\frac{1}{V \cdot \Delta T}}} \quad (7.9).$$

где M_{NO_2} – расход выбрасываемого в атмосферу вещества, г/с;

ΔT – разность температур выбрасываемых газов и атмосферного воздуха;

V – полный расход дымовых газов на срезе (устье) трубы, м³/с;

A – коэффициент, учитывающий рассеивающие свойства атмосферы при неблагоприятных метеорологических условиях, определяется климатической зоной, для Уральского региона $A=160$;

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

m и n – коэффициенты, учитывающие подъем факела над трубой;

η – поправочный коэффициент на рельеф. Считаем, что перепад высот в местности размещения источника выбросов не превышает 50 м на 1 км, то $\eta = 1$;

$ПДК$ – максимально разовая допустимая концентрация двуокиси азота, согласно значениям, утвержденным Минздравом, $ПДК = 0,035$ мг/м³.

Определи коэффициент m по формуле (7.10):

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{f} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{f}} \quad (7.10)$$

В свою очередь параметр f определим согласно формуле (7.11):

$$f = \frac{10^3 w_e^2 D}{h^2 \Delta T} \quad (7.11)$$

где h – высота дымовой трубы, м;

ΔT – разность температур уходящих газов и наружного воздуха, К.

$$\Delta T = (148 + 273) - (-15,7 + 273) = 163,7 \text{ К.}$$

Зададимся стандартной высотой дымовой трубы ТСМУ, Боркотломаш 6 м.

$$f = \frac{10^3 \cdot 21,2^2 \cdot 0,6}{6^2 \cdot 163,7} = 45,74.$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{45,74} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{45,74}} = 0,39,$$

Безразмерный коэффициент n определяется в зависимости от параметра v_m по формуле (7.12):

					13.03.01.2020.471.16 ПЗ ВКР	Лист
						74
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\left. \begin{array}{l} \text{при } v_m \leq 0,3 \quad n = 3; \\ \text{при } 0,3 \leq v_m \leq 2 \quad n = 3 - \sqrt{(v_m - 0,3)(4,36 - v_m)}; \\ \text{при } v_m > 2 \quad n = 1. \end{array} \right\} \quad (7.12)$$

В свою очередь параметр v_m определяется по формуле (7.13):

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{V \cdot \Delta T / h} \quad (7.13)$$

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{5,99 \cdot 163,7 / 6} = 3,55$$

В соответствие с условием (7.12) при $v_m > 2$, коэффициент $n = 1$.

Возвращаясь к формуле (7.9) определим действительную высоту дымовой трубы.

$$H = \sqrt{160 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,39 \cdot 1 \cdot \frac{0,19}{0,04} \sqrt[3]{\frac{1}{5,99 \cdot 163,7}}} = 5,46 \text{ м}$$

Разница принятого и расчетного значения составила менее 1 м.

Тем не менее принимаем стандартную высоту трубы ТСМУ 6 м, заявленную производителем – компанией «Боркотломаш».

Определим максимальную концентрацию выбросов NO_2 , зная высоту дымовой трубы согласно формуле (7.14):

$$C_m = \frac{A \cdot M_{\text{NO}_2} \cdot F \cdot m \cdot n}{h^2 \cdot \sqrt[3]{V \cdot \Delta T}}, \quad (7.14)$$

$$C_m = \frac{160 \cdot 0,19 \cdot 1 \cdot 0,39 \cdot 1}{6^2 \cdot \sqrt[3]{5,99 \cdot 163,7}} = 0,033 \text{ г/м}^3;$$

Полученное значение C_m удовлетворяет условию (7.8): $0,033 \leq 0,04$.

Суммарная концентрация вредных выбросов окислов азота от всех четырех источников загрязнения в свою очередь должна удовлетворять условию (7.15).

$$\frac{C_{m1}}{\text{ПДК}_1} + \frac{C_{m2}}{\text{ПДК}_2} + \frac{C_{m3}}{\text{ПДК}_3} + \frac{C_{m4}}{\text{ПДК}_4} \leq 1 \quad (7.15)$$

$$\frac{0,033}{0,04} + \frac{0,033}{0,04} + \frac{0,033}{0,04} + \frac{0,033}{0,04} = 3,32$$

					13.03.01.2020.471.16 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

Полученное значение больше единицы и не удовлетворяет условию (7.15). Соответственно считаем, что высота дымовых труб 6 м не достаточна для рассеивания вредных выбросов одновременно от четырех источников загрязнения. Дымовые трубы серии ТСМУ, «Боркотломаш» внутренним диаметром 0,6 м выпускаются высотой от 6 до 25 м (с шагом 1м).

Примем высоту дымовой трубы 14 метров, выполним перерасчет максимальной концентрации выбросов NO₂.

Параметр f в таком случае согласно формуле (7. 11) определится как

$$f = \frac{10^3 \cdot 21,2^2 \cdot 0,6}{14^2 \cdot 163,7} = 8,4.$$

Коэффициент m согласно формуле (7. 10) определится как

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{8,4} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{8,4}} = 0,61$$

Параметр v_m согласно формуле (7. 13) определится как

$$v_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{5,99 \cdot 163,7 / 14} = 2,68$$

Соответственно коэффициент при n при $v_m > 2$, равен 1.

$$C_m = \frac{160 \cdot 0,19 \cdot 1 \cdot 0,61 \cdot 1}{14^2 \cdot \sqrt[3]{5,99 \cdot 163,7}} = 0,009 \text{ г/м}^3$$

Полученное значение C_m удовлетворяет условию (9.8): $0,01 \leq 0,04$.

Суммарная концентрация вредных выбросов окислов азота от всех четырех составляет

$$\frac{0,01}{0,04} + \frac{0,01}{0,04} + \frac{0,01}{0,04} + \frac{0,01}{0,04} = 0,9 \text{ г/м}^3$$

Полученное значение удовлетворяет условию (7.15): $0,9 \leq 1$.

Согласно представленным результатам расчета в качестве дымовых труб для каждого котлоагрегата предлагается установить металлическую самонесущую утепленную трубу компании «Боркотломаш» серии «ТСМУ» диаметром 0,6м и высотой 14 м.

Таки образом о из представленных расчетов, комплексный подход к мероприятиям по охране окружающей среды, а именно применение в качестве топлива природного газа, использование для отвода дымовых газов достаточно

					13.03.01.2020.471.16 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

широких и высоких дымовых труб, оснащение котлоагрегатов приборами, регулирующими количество воздуха и процесс горения, позволяют минимизировать выбросы вредных веществ в атмосферу и обеспечивают экологическую безопасность проекта.

					<i>13.03.01.2020.471.16 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		77

8 АВТОМАТИЗАЦИЯ

В выпускной квалификационной работе предусматривается автоматизация и контроль процесса производства и подачи тепла новой котельной для города Юрюзань и механического завода. В котельной установлены четыре котла ТЕРМОТЕХНИК серии ТТ-100 мощностью 10МВт. Компания «Энтророс», производитель данного котельного оборудования, предлагает типовое решение автоматизации котлоагрегатов и тепловой схемы котельной в целом. Данное решение включает в себя погодозависимое регулирование нагрузки котлов, подачи теплоносителя в отопительные контуры, автоматическую подпитку системы, автоматизированную работу горелок, вентиляторов, дымососов и насосов, а так же автоматику безопасности. Кроме того, предусматривается учет потребления топлива, сырой воды и выработанной тепловой энергии, сигнализация аварий.

Объем средств контроля, автоматики и сигнализации новой котельной выполнен в соответствии с требованиями ПБ 10-574-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов [16], ПБ 12-368-00 Правила безопасности в газовом хозяйстве [17], СП 89.13330.2012 Котельные установки. Актуализированная редакция СНиП II-35-76[20], СП 41-104-2000 Проектирование автономных источников теплоснабжения [21].

Установка средств контроля, автоматики и сигнализации технологического процесса выработки тепла должно существенно повысить надежность поставок теплоносителя в любое время года, поднять общий технологический уровень работы котельной, существенно снизить число аварийных остановов и простоев оборудования, а так же сократить число обслуживающего ремонтно-эксплуатационного персонала. Проектом предусмотрены различные средства КИПиА, которые в зависимости от выполняемых функций, осуществляют контроль, измерение, сигнализацию, защиту, управление, регулирование.

В качестве типового решения автоматизации технологического процесса выработки тепла, управление котлами используется система автоматизации «ЭНТРОМАТИК 100М», компании «Энтророс». Она предназначена для управления и безопасной работы водогрейных котлов ТЕРМОТЕХНИК ТТ-100 в каскаде многокотловой системы в качестве ведущей автоматики с ведомой автоматикой «ЭНТРОМАТИК 101». Так называемая ведомая автоматика «ЭНТРОМАТИК 101» - типовое решение автоматизации каждого котла в отдельности. Основной задачей системы автоматизации ЭТРОМАТИК является регулирования технологического процесса получения теплоносителя с требуемыми параметрами, поддержание этих параметров на заданном уровне на выходе из котлов зависимости от изменяющейся температуры наружного воздуха.

Схема автоматизации работы котлоагрегата приведена в графической части ВКР. Схема представлена в упрощенном виде и отражает основные технологические решения по управлению каждым котлом в отдельности. Обозначение устройств и приборов КИПиА выполнено согласно ГОСТ 21.404-85.

					13.03.01.2020.471.16 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах. [13]. Выбор оборудования представлен в спецификации в приложении А.

8.1 Автоматизация котлоагрегатов

Особенности автоматизации водогрейных котлов ТЕРМОТЕХНИК ТТ-100 вытекают из принципа действия данных агрегатов, их конструктивного исполнения и технологии процесса производства тепла. Котлы новой котельной в сущности имеют 2 режима работы – базовый с выработкой теплоносителя постоянной температуры и режим регулировки, когда температура на выходе котлов регулируется в зависимости от температуры наружного воздуха согласно температурного графика. Непрерывная циркуляция с постоянным расходом сетевой воды через котел при такой системе регулирования позволяет отказаться от системы автоматики по расходу воды.

Процесс получения теплоносителя с требуемыми параметрами при постоянном расходе следующий. Циркуляционным насосом по магистрали Т2 обратный теплоноситель подается в котел. Вода, проходя через конвективные и экранные поверхности котла нагревается, после чего теплоноситель с заданной температурой направляется в подающую магистраль Т1. Температура воды в подающей и обратной магистралях измеряется с помощью датчиков температуры, сигнал с которых поступает на программируемый логический контроллер (далее ПЛК), который в зависимости от запрограммированного температурного графика, опираясь на показания датчика уличной температуры, вырабатывает управляющее воздействие на регулирующий клапан подачи газа, увеличивая или уменьшая расход топлива в топочной камере котла и регулируя интенсивность горения. Одновременно с воздействием на регулирующий клапан подачи газа вырабатывается воздействие на частотный преобразователь управления двигателем дутьевого вентилятора, за счет чего изменяется расход воздуха, идущего на горение. Это регулирование позволяет обеспечить при горении оптимальное соотношение "топливо - воздух".

Основным функционалом котловой автоматики «ЭНТРОМАТИК 101» для котла «ТЕРМОТЕХНИК ТТ-100» является:

- выработка теплоносителя на выходе из котла с заданной температурой по средствам управления подачей газа в погодозависимом режиме;
- поддержание температуры теплоносителя на входе в котел на заданном уровне;
- формирование сигналов аварии и наработки моточасов, передача данных в контроллер.

Для автоматического отключения подачи газа в аварийных ситуациях служит электромагнитный отсечной клапан, а для перекрытия подачи газа на котельную - задвижка.

Установленные котлы оснащены автоматизированными газовыми горелками «UNIGASR1030». Для розжига горелки и запуска котла в работу используется

					<i>13.03.01.2020.471.16 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
						79
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

соответствующая система, состоящая из газового клапана и запальника. Автоматика безопасности горелок вырабатывает аварийный сигнал на ПЛК для прекращения подачи топлива при погасании пламени, снижение давления топлива перед горелкой, снижение давления воздуха у горелки, неисправностей цепей защиты, в том числе при пропадании напряжения.

В схему автоматики безопасности котлоагрегатов введены защиты котла при превышение установленной температуры воды на выходе из котла, превышение установленного давления воды на выходе из котла, снижение давления воды в котле, остановка котла, исчезновении напряжения в цепях защиты.

Сама же система типового решения автоматизации котлоагрегатов «ЭНТРОМАТИК 101» представляет собой щит (IP54), состоящий из двух блоков «А» и «В». В блоке «А» установлены контроллер, индикаторы, переключатели, коммутационная релейная плата, на которой реализованы функции безопасности и цепей управления. В блоке «В» размещены термостаты, блоки питания, клеммники и блоки расширения.



Рисунок 8.1 – Общий вид системы автоматизации «ЭНТРОМАТИК 101»

Визуализация технологического процесса производства тепла реализована на панели оператора и индикаторах аварийных ситуаций. Панель оператора представляет собой ЖК дисплей с кнопочной клавиатурой, она отображает основные параметры технологического процесса – температуры, давления, состояние исполнительных механизмов (включено/выключено, открыто/закрыто), ведет электронный журнал аварий. По мимо прочего панель оператора позволяет задавать требуемые параметры работы агрегатов, а так же временные график работы оборудования.

панели и индикаторов аварий. По средствам интерфейса RS 485 протоколу MODBUS RTU параметры котельной и каждого котлоагрегата в отдельности поступают на пульт оператора, что позволяет оперативному персоналу удаленно наблюдать за работой оборудования. При отклонении технологических параметров, возникновении аварийных ситуация на пульт оператора так же поступают сигналы, которые в свою очередь дублируются световыми и звуковыми индикаторами.

8.3 Автоматизация топливоснабжения

Управление подачей топливоснабжения котельной реализовано на базе многоблочного программируемого контроллера ПЛК100 фирмы ОВЕН, который по средствам интерфейса RS 485 протоколу MODBUS RTU интегрирован в общую систему автоматизации котельной «ЭНТРОМАТИК 100М»

В помещении котельной предлагается установка следующих систем защиты: пожарной сигнализации, охранной сигнализации и сигнализации загазованности. Сигналы от этих систем являются побуждающими для блокировок топливоподачи. Предусмотренный проектом отсечной клапан на общем газопроводе, автоматически прекращающий подачу топлива к котлам при поступлении сигнала загазованности помещении котельной, при поступлении сигнала пожарной сигнализации, при отсутствии достаточного давления газа непосредственно за клапаном, при отключении электроэнергии. Дублирующий отсечной клапан установлен на подводе газа к каждому котлу.

Кроме того «ЭНТРОМАТИК 100М» вырабатывает управляющий сигнал на ПЛК100 формируя:

- отключение горелки при максимальной температуре в котле;
- отключение горелки при максимальном давлении в котле;
- отключение горелки при минимальном давлении в котле;
- отключение горелки при минимальном уровне воды в котле.

Учет топлива осуществляется по средствам измерительного комплекса МФК1500, показания которого по интерфейсу RS 485 протоколу MODBUS RTU поступают на пульт оператора и удаленно передаются для контроля в ресурсоснабжающую организацию.

					<i>13.03.01.2020.471.16 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		83

9 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

При разработке проекта выпускной квалификационной работы, предусматривающего реализацию нового источника теплоснабжения в городе Юрюзань для механического завода и для жилых домов требуется учитывать вопросы безопасности жизнедеятельности в соответствии с действующим законодательством. В сфере обеспечения безопасности человека в производственных условиях следует опираться на Конституцию РФ от 12.12.1993г. (статьи 2,7,24,31,41,42,45,60) [1], Трудовой кодекс РФ ФЗ № 197 от 30.12.01(раздел X «Охрана труда») в редакции федерального закона №90 ФЗ от 30.06.2006 г. [2], федерального закона №116 ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.01.1997г [3].

9.1 Характеристики потенциально опасных производственных факторов и мероприятия по обеспечению безопасности оперативного персонала котельной

Работа новой котельной города Юрюзань предполагает постоянное присутствие оперативного персонала в здании котельной. Кроме того при возникновении различных ситуаций, связанных с отклонениями от режимов работы оборудования, поломками оборудования и авариями, оперативный персонал котельной принимает решение о вызове ремонтного персонала. Таким образом в любой момент времени в здании котельной присутствует дежурный персонал, который подвергается воздействию вредных и опасных производственных факторов, связанных с эксплуатацией и ремонтом котельного оборудования.

Мероприятия по обеспечению безопасности персонала, находящегося в помещении водогрейной котельной должны быть реализованы в соответствие с ПБ 10-574-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов» [16]. К выполнению работ по эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонтам оборудования котельной должны быть допущены лица достигшие 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование в установленном порядке, обученные по соответствующей программе и получившие соответствующее квалификационное удостоверение.

В процессе эксплуатации и ремонта котельного оборудования на оперативный персонал котельной могут воздействовать следующие потенциально опасные производственные факторы:

1) Механические факторы, представляющие опасность для персонала котельной связаны с вращающимися элементами насосного оборудования и вентиляторов горелок и дымососов; потенциальной энергией тел, находящихся на высоте, разрушающихся конструкций; потенциальной энергией при возможном взрыве газозооушной смеси.

Для исключения негативного воздействия на персонал выполнены следующие меры защиты:

					13.03.01.2020.471.16 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

- конструктив насосов и вентиляторов имеет защитные корпуса, для исключения прямого взаимодействия вращающихся элементов с внешней средой, в том числе для обеспечения безопасности обслуживающего персонала;
- площадки, фундаменты, опорно-подвесные конструкции котельной запроектированы на соответствующие нагрузки;
- конструктив газоходов котлов предполагает наличие взрывных клапанов, препятствующих конструкций котла при взрыве газовой смеси в топке и газоходах;
- ограждающие конструкции котельной запроектированы как легкобрасываемые, в том числе кровля, что способствует минимизации разрушений ударной волны при взрыве газовой смеси в котельной.

2) Термические

Источниками термической опасности в помещении котельной являются нагретые поверхности элементов котлов, трубопроводов и дымоходов. Для исключения негативного воздействия на персонал все источники термической опасности имеют тепловую изоляцию из негорючих материалов, рассчитанную на наружную температуру не более 50°C.

3) Химические

Основным источником химической опасности в помещении котельной является топливо – природный газ, он взрывоопасен, обладает удушающими свойствами, его присутствие снижает концентрацию кислорода в воздухе рабочей зоны.

Для предотвращения утечки газа в помещения котельной, а так же выброса газа в атмосферу на этапе строительства, а так же во время эксплуатации должен осуществляться надлежащий за трубопроводами газа, сварными стыками на трубопроводах, а так же своевременно должна проводиться ревизия запорной и регулирующей арматуры с герметичностью затворов первого класса.

Сварка газопроводов на этапе строительства должна осуществляться методом сплошной газонепроницаемой сварки, должны быть проведены испытания газопроводов на прочность, плотность и герметичность. В качестве устройств безопасности на газопроводах должны быть установлены продувочные трубопроводы. Плотность швов газопроводов в процессе эксплуатации следует регулярно проверять при помощи мыльного раствора.

Газопроводы и газораспределительные узлы котельной должны быть окрашены в желтый цвет с предупреждающими красными кольцами.

4) Электрические

Опасными электрическими факторами в помещении котельной могут являться кабели и провода, находящиеся под напряжением, металлические части электрооборудования, фланцевые соединения газопроводов и блуждающие токи в конструкции здания.

Согласно Правилам устройства электроустановок, котельная относится к особо опасным помещениям, поскольку в помещении имеется возможность одновременного прикосновения к нетоковедущим частям электрооборудования с одной стороны и имеющим соединение с землей металлоконструкциям с другой

					<i>13.03.01.2020.471.16 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		85

стороны. По степени надежности и бесперебойности электроснабжения электроприемники котельной относятся к потребителям III категории.

Электроснабжение котельной должно быть предусмотрено одним вводом от одного энергоисточника. Для распределения электроэнергии и управления электрооборудованием предусмотрен распределительный шкаф. Напряжение силовых цепей ~380/220В, цепей управления ~220В.

Для защиты оперативного персонала котельной от поражения электрическим током все электродвигатели оснащены защитными средствами, предусмотрено заземление всех металлических частей электрооборудования, не находящихся под напряжением, но которые могут оказаться под ним вследствие повреждения изоляции. Прокладка кабелей должна быть осуществлена в перфорированном лотке под перекрытием и по конструкциям котлов, подводка кабелей к приборам выполнена в рукавах из ПВХ.

Газопроводы должны быть заземлены на контур заземления котельной, в местах фланцевых соединений газопроводов предусмотрены постоянные токопроводящие перемычки. Дымовые трубы котельной оборудованы отдельным контуром молниезащиты. Предусмотрен отдельный контур молниезащиты, к которому присоединена дымовая труба. Для предотвращения утечки газа в помещения котельной.

Котельная должна иметь рабочее, аварийное и наружное (перед входом и по периметру) электроосвещение. Обязательной организации аварийного освещения подлежат места: фронт котлов, проходы между котлами, показывающие приборы, площадки и лестницы котлов, тепловые щиты, пульта управления. Напряжение питания приборов освещения, находящихся на высоте до 2,5 м не должно превышать 36В.

9.2 Обеспечение безопасности здания и оборудования

9.2.1 Определение категории взрыво- и пожаробезопасности здания Котельной

С целью предотвращения возникновения пожара и обеспечение противопожарной защиты обслуживающего персонала и оборудования существует классификация зданий и помещений по взрывопожарной и пожарной опасности в соответствии с СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности» [17].

Поскольку здание котельной – новый модуль блочного типа, требуется обеспечить возведение здания категории ГН – умеренной пожароопасности, так как в здании планируется присутствие негорючих веществ и материалов в горячем, раскаленном состоянии, процессы обработки которых сопровождается выделением лучистого тепла и пламени, а также горючие газы, которые сжигаются или утилизируются в качестве топлива.

					<i>13.03.01.2020.471.16 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		86

В котельной должны быть предусмотрены первичные средства пожаротушения – пожарный щит с двумя порошковыми огнетушителями марки ОП-5. Кроме того следует предусмотреть внутреннее пожаротушение котельной от пожарных кранов, которые обеспечивают две струи с расчетным расходом воды 2,5 л/с каждая.

9.2.2 Определение степени огнестойкости здания котельной

Здание новой котельной должно быть выполнено с противопожарными стенами, степень огнестойкости которых определяется в соответствии с СП 112.13330.2011 «Пожарная безопасность зданий и сооружений» [14]. Пределы огнестойкости строительных конструкций устанавливаются в соответствии ГОСТ 30247.0-94 «Конструкции строительные. Методы испытаний на огнестойкость» [12].

Степень огнестойкости новой городской котельной города Юрюзань приведена в Таблице 9.2.

Таблица 9.1 – Степень огнестойкости новой котельной города Юрюзань

Степень огнестойкости здания	Предел огнестойкости строительных конструкций, не менее				
	Несущие элементы здания	Наружные не несущие стены	Перекрытия междуэтаж. (в том числе чердачные и над подвалами)	Элементы бесчердачных покрытий	
				Настилы (в том числе с утеплителем)	Фермы, балки, прогоны
III	R 45	E 15	REI 45	RE 15	R 15

Приведенные в таблице 9. 2 значения следующие

R 45 – предел огнестойкости 45 минут – по потере несущей способности;

E 15 – предел огнестойкости 15 минут – по потере целостности;

REI 45 – предел огнестойкости 45 минут – по потере несущей способности, целостности и теплоизолирующей способности, независимо от того, какое из трех предельных состояний наступит ранее;

RE 15 – предел огнестойкости 15 минут – по потере несущей способности и потере целостности.

Пол котельной следует выполнить из негорючих материалов, с покрытием, исключаящим пылеобразование, не скользящим, с уклоном 0,01-0,02 к приямку.

9.2.3 Определение класса пожарной котельной

Классификация возможных пожаров в здании новой котельной города Юрюзань определяется в зависимости горючих веществ, оборудования и материалов, находящихся в здании котельной. Классификация пожаров производится в соответствие с ФЗ-123 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

Поскольку в качестве основного топлива котельной используется природный газ, а кроме того в помещении котельной расположены электроустановки под напряжением в случае возникновения пожаров в котельной им может быть присвоена категория «С» и категория «Е» соответственно.

9.2.4 Требования безопасности в аварийных ситуациях

При эксплуатации котельного оборудования возможно возникновение следующих аварийных ситуаций:

1) Разрыв газопроводов подачи топлива

Аварийная ситуация может возникнуть вследствие механического повреждения или электрохимической коррозии газопроводов. Следует незамедлительно отключить поврежденный участок, отключить котельное оборудование, открыть свечи на поврежденном участке, продуть газопровод воздухом или инертным газом.

2) Разрыв трубопроводов горячей воды

Аварийная ситуация может возникнуть вследствие механического повреждения или электрохимической коррозии трубопроводов теплоносителя. В этом случае следует остановить работу котельного оборудования, перекрыть поврежденный участок теплосети.

3) Взрыв котла при розжиге;

Аварийная ситуация может возникнуть при несоблюдении инструкции по эксплуатации котлоагрегатов оперативным персоналом. В этом случае следует отключить поврежденный котлоагрегат, перекрыть подачу топлива и теплоносителя к поврежденному котлоагрегату.

4) Погасание факела.

Аварийная ситуация может возникнуть при нарушении процесса горения топлива в топке котла. В этом случае требуется незамедлительно выполнить аварийный останов котла.

5) Исчезновение напряжения на электроустановках

Аварийная ситуация может возникнуть при прекращении электроснабжения распределительного шкафа и щитов управления котельной. В этом случае также требуется незамедлительно выполнить аварийный останов котла.

6) Чрезвычайные ситуации (землетрясение, наводнение и т.п.)

					13.03.01.2020.471.16 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

В случае возникновения чрезвычайных ситуаций все оборудование котельной должно быть остановлено, электроснабжение и подача топлива должны быть прекращены.

Кроме того работа каждого из четырех котлоагрегатов должна быть остановлена в следующих случаях:

- при резком повышении давления и температуры выше установленных в котле и системе на 10%, несмотря на принятые меры (прекращение подачи топлива, уменьшение тяги и дутья);
- при наличии повреждения котла с утечкой воды из места повреждения;
- при снижении расхода воды через котел ниже минимально допустимого значения;
- при снижении давления воды в тракте водогрейного котла ниже допустимого;
- при повышении температуры воды на выходе из водогрейного котла до значения на 40 °С ниже температуры насыщения, соответствующей рабочему давлению воды в выходном коллекторе котла;
- при разрыве газопровода котла;
- при взрыве в топке, взрыве или загорании горючих отложений в газоходах, разогреве до красна несущих балок каркаса котла;
- при неисправности насосов, манометров, термометров, предохранительных клапанов;
- при прекращении циркуляции воды в системе (неисправность насоса, отключение электроэнергии);
- при обнаружении в элементах котла трещин, неплотностей сварных швов, разрывов труб;
- при обнаружении несвойственного при работе котла шума, вибрации, стука;
- при неисправности предохранительных блокировочных устройств;
- при возникновении пожара, непосредственно угрожающего котлу.

Аварийная ситуация, связанная с остановкой котла, должна быть зафиксирована с оперативном журнале.

Лицо, ответственное за надлежащую эксплуатацию котлоагрегатов должно обеспечить:

- выполнение требований и инструкций по эксплуатации котлов;
- содержание котлов в работоспособном состоянии путем проведения своевременного технического обслуживания и планово-предупредительных ремонтов;
- обучение персонала, выполняющего эксплуатацию, техническое обслуживание и ремонт котлов, а также своевременный инструктаж персонала, разработку документации по эксплуатации оборудования;
- контроль за систематическим ведением документации по эксплуатации;
- своевременное предъявление рекламаций заводам – изготовителям в случаях поставки некомплектных или некачественных приборов и оборудования;

					<i>13.03.01.2020.471.16 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		89

– ежегодное проведение необходимых мероприятий по подготовке котлов к запуску в отопительный период.

Персонал котельной, выполняющий эксплуатацию, техническое обслуживание и ремонт оборудования котельной при обнаружении нарушений инструкций, требований технического содержания оборудования или неисправностей энергоустановок обязан немедленно сообщить об этом лицу, ответственному за их эксплуатацию оборудования котельной, а также принять меры по устранению выявленных недостатков.

					<i>13.03.01.2020.471.16 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		90

10 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе рассматривается проект разработки источника теплоснабжения города Юрюзань и механического завода. Проектом предусматривается реализация блочно-модульной котельной, удовлетворяющей возросшим потребностям жителей города Юрюзань в тепле и горячем водоснабжении. Предполагается установка следующего оборудования: четыре жаротрубных водогрейных котла ЭНТРОПОС серии ТТ100 мощностью 10 МВт каждый с газовыми горелками UNIGAS серии R1030, вспомогательное оборудование.

Рассмотрим два варианта котельной:

1 вариант – котельная с установкой котлов российского производителя ТТ-100;

2 вариант – котельная с установкой зарубежного котла WOLF BWR 10 LV

Необходимые расчеты проведем по методике, изложенной [22]

10.1 Смета капитальных затрат на строительство котельной с российским котельным агрегатом ТТ-100

Капитальные вложения – это реальные инвестиции в основной капитал, в том числе затраты на новое строительство, монтажные работы, приобретение оборудования, проектно-изыскательные работы.

Капитальные затраты на строительство котельной для теплоснабжения г. Юрюзань Челябинской области и механический завод взяты по каталогам производителей [43]-[48] и записаны в таблице 10.1.

Таблица 10.1 – Расчет сметы капитальных затрат на строительство котельной с российским котлоагрегатом ТТ-100

Наименование затрат	Цена, тыс.ру	Количество	Сумма, тыс.руб.
1	2	3	4
1.Производимые работы и транспортировка в том числе:			5143,41
–Проектные работы	480,00	1	480,00
–Строительные работы	860,00	1	860,00
– Монтажные работы	3063,1	1	3063,1
–Пуско-наладочные работы	229,77	1	229,77
–Транспортировка	510,60	1	510,60
2.Оборудование, в том числе:			10212,0
Котел Термотехник ТТ-100,10 МВт [69]	2024,5	4	8098,00

Продолжение таблицы 10.1

1	2	3	4
Горелка газовая, UNIGASR1030 [69]	26,53	4	106,12
Насос циркуляционный «Wilо» IPL 65/115-1,5/2 [76]	48,40	4	193,60
Котловой насос «Wilо» IPL 65/145-5,5/2 [76]	56,8	4	227,40
Сетевой насос «Wilо» IPL 65/140-4/2 [76]	100,50	3	301,50
Сетевой насос WiloBAC40-136-1.1/2-DM/R-2	120,18	3	360,54
Теплообменник пластинчатый «Ридан» НН №7А80-80/2-45-TMTL[77]	51,12	2	102,24
Теплообменник пластинчатый «Ридан» НН №7А80-120/4-45-TMTL[77]	56,43	2	112,86
Система пропорционального дозирования реагентов Vesta-M [77]	112,56	1	112,56
Бак запаса холодной воды 200 л [76]	34,00	2	68,00
Бак запаса холодной воды 100 л [76]	20,18	1	20,18
Устройства комплексной автоматизации котлоагрега Термотехник, Энтроматик[69]	96,89	4	290,67
Трубопроводы котельной - 150 м	38,18	1	38,18
Арматура трубопроводов котельной[77]	2,52	40	100,80
Газоанализатор RGD CO0 MP1, Seitron[77]	4,35	1	4,35
Газоанализатор RGDМЕТMP1, Seitron [77]	4,12	1	4,12
Измерительный комплекс для учета расхода газа МФК1500, Текон [76]	10,52	1	10,52
Измерительный комплекс для учета теплоносителя ЭМИС АТМ [76]	12,5	2	24,10
Вихревой расходомер ЭМИС ВИХРЬ 200 [76]	4,06	3	12,18
ИТОГО			15 331,39

$K_1 = 15\,331,39$ тыс. руб.

					<i>13.03.01.2020.471.16 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

10.2 Смета капитальных затрат на строительство котельной с зарубежным котлоагрегатом WOLF BWR 10 LV

Капитальные вложения на строительство котельной для теплоснабжения г. Юрюзань Челябинской области и механического завода запишем в таблицу 10.2[47]

Таблица 10.2 – Смета капитальных затрат на строительство котельной с зарубежным котлоагрегатом WOLF BWR 10 LV

Наименование оборудования	Цена, тыс.руб	Количество	Сумма, тыс.руб
1	2	3	4
1.Производственные работы и транспортировка, в том числе:			7212,72
–Проектные работы	480,00	1	480,00
–Строительные работы	860,00	1	860,00
–Монтажные работы	4730,49	1	4730,49
–Пуско-наладочные работы	354,79	1	354,79
–Транспортировка	788,42	1	788,42
2.Оборудование, в том числе:			15768,31
Котел водогрейный Wolf BWR10LV, 10МВт [69]	3115,8	4	12436,2
Горелка газовая, WolfAF10 [69]	40,55	1	40,55
Котловой насос Wolf IPA1245-5,5 [76]	65,8	4	65,8
Насос циркуляционный «Wilо» IPL 65/115-1,5/2 [76]	48,4	4	193,6
Сетевой насос «Wilо» IPL 65/140-4/2 [76]	100,5	3	301,5
Сетевой насос WiloBAC40-136-1.1/2-DM/R-2	120,18	3	360,54
Теплообменник пластинчатый Ридан» НН №7А80-80/2-45-МТL[77]	51,12	2	102,24
Теплообменник пластинчатый Ридан» НН №7А80-120/4-45-МТL[77]	56,43	2	112,86

					13.03.01.2020.471.16 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

Продолжение таблицы 10.2

1	2	3	4
Сетевой насос WiloBAC40-136-1.1/2-DM/R-2	120,18	3	360,54
Теплообменник пластинчатый Ридан» НН №7A80-80/2-45- MTL[77]	51,12	2	102,24
Теплообменник пластинчатый Ридан» НН №7A80-120/4-45- MTL[77]	56,43	2	112,86
Система пропорционального озирования реагентов WolfREG18N [69]	218,4	1	218,4
Бак запаса холодной воды 200 л [76]	34	2	68
Бак запаса холодной воды 100 л [76]	20,18	1	20,18
Устройства комплексной автоматизации котлоагрега WolfCADSistemBWR[69]	318,54	4	1274,16
Трубопроводы котельной - 150 м	38,18	1	38,18
Арматура трубопроводов котельной[77]	2,52	40	100,8
Газоанализатор Wolf RCO 229-55 [69]	10,2	1	10,2
Газоанализатор Wolf RCO 449-55 [77]	8,15	1	8,15
Измерительный комплекс для чета расхода газа МФК1500, Текон [76]	10,52	1	10,52
Измерительный комплекс для чета теплоносителя ЭМИС АТМ [76]	24,1	2	48,2
Вихревой расходомер ЭМИС ВИХРЬ 200 [76]	4,06	3	12,18
ИТОГО			22981,03

$K_2 = 22\ 981,03$ тыс. руб

					<i>13.03.01.2020.471.16 ПЗ ВКР</i>	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

10.3 Смета текущих затрат по варианту сооружения котельной с российским котлоагрегатом ТТ-100

Текущие затраты – издержки, возникающие в процессе производства.

Согласно расчету тепловой схемы котельной, потребление сырой воды в год составляет $584,12 \cdot 10^3 \cdot \text{м}^3/\text{год}$, стоимость сырой воды согласно установленному тарифу [71] составляет $14,5 \text{ руб}/\text{м}^3$. Определим суммарные годовые затраты на сырую воду для котельной по формуле (10.1).

$$I_B = C_s \cdot G_{год} \quad (10.1)$$

где $G_{год}$ – годовой расход сырой воды, $\text{м}^3/\text{год}$;

C_m – тариф на сырую воду, $\text{руб}/\text{м}^3$.

$$I_B = 584,12 \cdot 10^3 \cdot 14,5 = 8469,74 \text{ тыс.руб./год}$$

Согласно проведенным расчетам годовой расход газа составит $18,94 \text{ млн.м}^3/\text{год}$, стоимость газа согласно установленному тарифу [71] составляет $4,54 \text{ руб}/\text{м}^3$. Определим суммарные годовые затраты на газ для котельной по формуле(10.2).

$$I_m = B_{год} \cdot C_m \quad (10.2)$$

где $B_{год}$ – годовой расход газа, $\text{млн.м}^3/\text{год}$;

C_m – тариф на газ, $\text{руб}/\text{м}^3$.

$$I_T = 18,94 \cdot 10^3 \cdot 4,54 = 93563,60 \text{ тыс.руб./год.}$$

Годовые затраты на основную и дополнительную заработную плату персонала по техническому обслуживанию котельного оборудования по данным финансового отдела составят $6\,624,18 \text{ тыс.руб./год}$, при этом отчисления на соц. нужды определяются как 26% от годового фонда заработной платы персонала по техническому обслуживанию и составляют $1\,722,29 \text{ тыс.руб./год}$.

Годовые затраты на основную и дополнительную заработную плату персонала по содержанию и ремонту здания котельной по данным финансового отдела составят $1224,56 \text{ тыс.руб./год}$, при этом отчисления на соц. нужды определяются как 26% от годового фонда заработной платы персонала по содержанию здания и составляют $318,39 \text{ тыс.руб./год}$.

Расходы на техническое обслуживание котельного оборудования определим по формуле (10.3).

$$I_{ТО} = Z_{ТО} \cdot O_{ТО} \quad (10.3)$$

					13.03.01.2020.471.16 ПЗ ВКР	Лист
						95
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где Z_{TO} – годовой фонд заработной платы персонала по техническому обслуживанию котельного оборудования, тыс.руб.;

O_{TO} – отчисления на соц. нужды от годового фонда заработной платы персонала по техническому обслуживанию котельного оборудования, тыс.руб.;

$$I_{TO}=6624,18+1722,29=8346,47 \text{ тыс.руб./год}$$

Эксплуатационные расходы на оборудование котельной, включая содержание и текущий ремонт (1% от стоимости оборудования), амортизацию оборудования (10% от стоимости) определим по формуле (10.4).

$$I_{Э}=0,01 \cdot K_I + 0,1 \cdot K_I + Z_p + O_p \quad (10.4)$$

где K_I – общая стоимость оборудования, тыс. руб.;

Z_p – годовой фонд заработной платы ремонтного персонала, тыс.руб.;

O_p – отчисления на соц. нужды от годового фонда заработной платы ремонтного персонала, тыс.руб.;

$$I_{Э}=0,01 \cdot 10212,0 + 0,1 \cdot 10212,0 + 2105,18 + 547,35 = 4338,98 \text{ тыс.руб.}$$

Расходы на содержание и текущий ремонт здания котельной можно определить по формуле (10.5).

$$I_C=0,25 \cdot K_I + Z_C + O_C \quad (10.5)$$

где K_2 – общая стоимость оборудования, тыс. руб.;

Z_C – годовой фонд заработной платы персонала по ремонту и содержанию здания котельной, тыс.руб.;

O_C – отчисления на соц. нужды от годового фонда заработной платы персонала по ремонту и содержанию здания котельной, тыс.руб.;

$$I_C=0,25 \cdot 10212,0 + 1224,56 + 318 = 4095,95 \text{ тыс.руб.}$$

Прочие производственные расходы по данным финансового отдела закладываем в размере 10% от суммы заработной платы всех категорий персонала и определяются по формуле (10.6).

$$I_{II}=0,1 \cdot (Z_{TO} + Z_p + Z_C) \quad (10.6)$$

где Z_{TO} – годовой фонд заработной платы персонала по техническому обслуживанию котельного оборудования, тыс.руб.;

Z_p – годовой фонд заработной платы ремонтного персонала, тыс.руб.;

					13.03.01.2020.471.16 ПЗ ВКР	Лист
						96
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Z_C – годовой фонд заработной платы персонала по ремонту и содержанию здания котельной, тыс.руб.;

$$I_{II}=0,1(6624,17+2105,18+1224,56)=995,39 \text{ тыс.руб.}$$

Суммарные годовые затраты на эксплуатацию (10.7).

$$I_{\Sigma} = I_T + I_B + I_{ГО} + I_{Э} + I_C + I_{II} \quad (10.7)$$

$$I_{\Sigma} = 93563,60+8469,74+8346,47+4338,98+5375,4+995,39= \\ =121089,58 \text{ тыс.руб./год}$$

Из расчетов, приведенных в главе 3 данной выпускной квалификационной работы нам известно, что годовой расход теплоты составляет 88 637,74МВт/год. Определим себестоимость 1 МВт теплоты согласно формуле (10.8).

$$C = I_{\Sigma} / Q \quad (10.8)$$

$$C=121089,58/ 88637,74 = 1,36 \text{ тыс. руб./МВт.}$$

10.4 Смета текущих затрат по варианту сооружения котельной с зарубежным котлоагрегатом WOLF BWR 10 LV

Определим суммарные годовые затраты на сырую воду для котельной по формуле (10.1).

$$I_B = C_v \cdot G_{год} \quad (10.1)$$

$$I_B = 584,12 \cdot 10^3 \cdot 14,5 = 8469,74 \text{ тыс.руб./год}$$

Определим суммарные годовые затраты на газ для котельной по формуле(10.2).

$$I_m = B_{год} \cdot C_m \quad (10.2)$$

$$I_T = 18,94 \cdot 10^3 \cdot 4,54 = 93563,60 \text{ тыс.руб./год.}$$

Годовые затраты на основную и дополнительную заработную плату персонала по техническому обслуживанию котельного оборудования по данным

					13.03.01.2020.471.16 ПЗ ВКР	Лист
						97
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

финансового отдела составят 6 624,18тыс.руб./год, при этом отчисления на соц. нужды определяются как 26% от годового фонда заработной платы персонала по техническому обслуживанию и составляют 1 722,29.

Годовые затраты на основную и дополнительную заработную плату персонала по ремонту оборудования по данным финансового отдела составят 2 105,18тыс.руб./год, при этом отчисления на соц. нужды определяются как 26% от годового фонда заработной платы ремонтного персонала и составляют 547,35.

Расходы на техническое обслуживание котельного оборудования определим по формуле (10.3).

$$I_{TO} = Z_{TO} + O_{TO} \quad (10.3)$$

$$I_{TO} = 6624,18 + 1722,29 = 8346,47 \text{ тыс.руб.};$$

Эксплуатационные расходы на оборудование котельной, включая содержание и текущий ремонт (1% от стоимости оборудования), амортизацию оборудования (10% от стоимости) определим по формуле (10.4).

$$I_{Э} = 0,01 \cdot K_2 + 0,1 \cdot K_2 + Z_P + O_P \quad (10.4)$$

$$I_{Э} = 0,01 \cdot 22981,03 + 0,1 \cdot 22981,03 + 2105,18 + 547,35 = 4387,04 \text{ тыс.руб.}$$

Расходы на содержание и текущий ремонт здания котельной можно определить по формуле (10.5).

$$I_C = 0,25 \cdot K_2 + Z_C + O_C \quad (10.5)$$

$$I_C = 0,25 \cdot 15768,31 + 1224,56 + 318 = 5485,02 \text{ тыс.руб.}$$

Прочие производственные расходы определяются по формуле (10.6).

$$I_{II} = 0,1 \cdot (Z_{TO} + Z_P + Z_C) \quad (10.6)$$

$$I_{II} = 0,1 \cdot (6624,18 + 2105,18 + 1224,56) = 995,39 \text{ тыс.руб.}$$

Суммарные годовые затраты на эксплуатацию новой городской котельной определим по формуле (10.7).

$$I_{\Sigma} = I_T + I_B + I_{TO} + I_{Э} + I_C + I_{II} \quad (10.7)$$

$$I_{\Sigma} = 93563,60 + 8469,74 + 8346,47 + 5180,44 + 7287,81 + 995,39 = 123842,45 \text{ тыс.руб./год}$$

					13.03.01.2020.471.16 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

Определим себестоимость 1 МВт теплоты согласно формуле (10.8).

$$C = I_{\Sigma} / Q \quad (10.8)$$

$$C = 121247,26 / 88637,74 = 1,39 \text{ тыс. руб./МВт.}$$

10.5 Сравнение вариантов проектных решений

При составлении сметы капитальных и текущих затрат на строительство двух вариантов водогрейных газовых котельных с котлами, российским и зарубежным, было получено:

$K_1 = 15331,39$ тыс.руб. – капиталовложения на строительство котельной с котлами отечественного производства производителя ТТ-100;

$K_2 = 22981,03$ тыс.руб. – капиталовложения на строительство котельной с котлами зарубежного производства производителя WOLF BWR 10 LV

Таким образом

$$K_1 < K_2 ,$$

$$15331,39 \text{ тыс.руб.} < 22981,03 \text{ тыс.руб.}$$

Капитальные затраты на котельную с котлом российского производителя меньше, чем на затраты котельной с зарубежным котлом.

I_1 – текущие затраты на строительство котельной с отечественным котлом;

I_2 – текущие затраты на строительство с зарубежным котлом.

$$I_1 < I_2$$

$$121089,58 \text{ тыс.руб.} < 123843,45 \text{ тыс.руб./год}$$

Таким образом, капитальные и текущие затраты котельной с российским котлом меньше, чем котельной с зарубежным котлом.

10.6 SWOT-анализ технических решений

На этапе разработке проекта следует определить его потенциал, выявить факторы, позволяющие оценить сильные и слабые стороны проекта, обусловленные его внутренней средой, выявить возможности и угрозы, исходящие из внешней среды. Для этого применим SWOT-анализ.

Приведем SWOT – анализ для двух рассматриваемых вариантов котельных: с отечественным котельным агрегатом (вариант 1) и с зарубежным (вариант 2).

SWOT-анализ для первого варианта приведем в таблицу 10.3

					<i>13.03.01.2020.471.16 ПЗ ВКР</i>	Лист
						99
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 10.3 – SWOT-анализ работы котельной с российским котлоагрегатом ТТ-100

<p>S:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Простота и удобство управления – Меньшие капиталовложения (в сравнении с котельной на зарубежном оборудовании) – Меньший срок поставки оборудования и комплектующих (в сравнении с зарубежным оборудованием). Поставка гарантирована договорными обязательствами и не зависит от санкционных факторов 	<p>W:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Меньший срок эксплуатации (в сравнении с зарубежным оборудованием) – Меньшие межремонтные интервалы работы, рекомендованные производителем (в сравнении с зарубежным оборудованием) – Отсутствие достаточного уровня автоматизации
<p>O:</p> <ul style="list-style-type: none"> – стабильный спрос на тепловую энергию – подключение новых абонентов котельной; – лоббирование проекта городской администрацией; – большой выбор комплектующих и ремонтной базы на рынке 	<p>T:</p> <ul style="list-style-type: none"> – увеличение потребителей тепла и, как следствие, потребность в большей мощности оборудования – увеличение цены на газ и сырую воду

SWOT-анализ для второго варианта приведем в таблицу 10.4.

Таблица 10.4 – SWOT-анализ работы котельной с зарубежным котлоагрегатом WOLF BRW 10 LV

<p>S:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Высокая степень надежности – Высокий уровень автоматизации технологического процесса выработки тепла <p>Большой срок эксплуатации (в сравнении с отечественным оборудованием)</p>	<p>W:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Большие капиталовложения (в сравнении с отечественным оборудованием) – Необходимость проведения монтажа и пуско-наладки оборудования под контролем представителя предприятия-изготовителя – Сложность настройки и эксплуатации автоматизированного процесса выработки тепла
<p>O:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Обучение персонала котельной за рубежом на предприятии – изготовителе 	<p>T:</p> <ul style="list-style-type: none"> – долгий срок поставки оборудования и комплектующих – санкционная политика страны производителя, в результате которой поставка высокотехнологичного оборудования может быть прекращена

10.8 Ленточный график мероприятий по реализации проекта

Весь комплекс работ по реализации проекта нового источника теплоснабжения для города Юрюзань и механического завода представим в виде ленточного графика Ганта. График Ганта отражает распределение процессов во времени, позволяет спланировать действия, приводящие к исполнению проекта.

С помощью графика Ганта мы получаем возможность:

-визуально оценить последовательность действий, их относительную длительность и протяженность по времени;

-сравнить планируемый и реальный ход реализации проекта;

-детально проанализировать реальный ход выполнения действий и проекта в целом.

График Ганта проекта нового источника теплоснабжения для города Юрюзань и механического завода на 2020, 2021 и 2022 годы приведен в Приложении А.

					<i>13.03.01.2020.471.16 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		102

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе рассмотрен один из вариантов нового источника теплоснабжения для механического завода и города Юрюзань.

Существующая котельная города Юрюзань морально и физически устарела, в настоящий момент она имеет только 1 действующий водогрейный котел, который находится в аварийном состоянии и требует капитального ремонта, котельная не обеспечивает круглогодичные поставки тепла для нужд горячего водоснабжения. Кроме того, мощности существующей котельной недостаточно для нужд города, механического завода и нового строящегося микрорайона. Здание котельной достаточно удалено от потребителей, что влечет за использование дополнительных подкачивающих насосных станций. На фоне этого предлагается реализовать новую котельную необходимой мощности, расположенную в непосредственной близости к потребителям, отвечающую всем современным требованиям, осуществляющую круглогодичное теплоснабжение для нужд ГВС. Мощность новой котельной составит 40 МВт, что достигается путем установки четырех котлов ТЕРМОТЕХНИК ТТ-100 мощностью 10МВт. За счет установки средств контроля и автоматики, процесс выработки тепла будет энергоемким, что позволит экономить энергоресурсы, сократить штат персонала, повысить общую надежность работы оборудования, минимизировать простои и аварийные ситуации.

При проектировании новой котельной с котлами ТЕРМОТЕХНИК ТТ-100 в выпускной квалификационной работе было проведено сравнение отечественных и зарубежных производителей котлового оборудования. Анализ рынка показал, что отечественные котлоагрегаты ТЕРМОТЕХНИК компании Энтророс не уступают зарубежным аналогам, а в плане стоимости, сроков поставки и простоты монтажа, ремонтов и технического обслуживания во многом опережают импортные аналоги.

В специальной части выпускной квалификационной работы были проведены расчеты тепловых нагрузок на отопление и горячее водоснабжение действующих и планируемых абонентов города, рассчитан годовой отпуск тепла котельной, построен график продолжительности суммарной тепловой, рассчитан и построен температурный график теплосетей, выполнен расчет тепловой схемы котельной, выбраны котлоагрегаты и теплообменные аппараты, проведены расчеты котлоагрегатов и теплообменников.

В разделе энергосбережения предложен комплекс мероприятий рациональному использованию энергоресурсов (природного газа, тепловой и электрической энергии), определены действия для сокращения и ограничения потерь энергии.

В работе рассмотрен вопрос экологии, определена максимальная приземная концентрация вредных выбросов из дымовых труб новой котельной, определены высота и диаметр труб для достаточного рассеивания вредных веществ в воздухе

В разделе безопасности жизнедеятельности оценены вредные и опасные производственные факторы, оказывающие негативное влияние на

					<i>13.03.01.2020.471.16 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		103

технологический персонал новой котельной, рассмотрены вопросы техники безопасности при проведении работ по ремонту и техническому обслуживанию оборудования котельной.

В экономико-управленческой части выпускной квалификационной работы был выполнен анализ экономической эффективности нового источника теплоснабжения для механического завода и города Юрюзань. Срок окупаемости принятых технических решений составил 2 года, что в условиях фактического увеличения мощности котельной является крайне благоприятным. Кроме того, были определены сильные и слабые стороны, оценены движущие и сдерживающие силы новой котельной, что так же показывает актуальность реализации проекта. Построен график Ганта для проведения работ по реализации проекта.

В выпускной квалификационной работе была использована нормативно-справочная, нормативно-техническая, нормативно-законодательная и нормативно-правовая литература, которая отражена в библиографическом списке.

Результаты работы являются основой для дальнейшей реализации строительства нового источника теплоснабжения города Юрюзань.

					<i>13.03.01.2020.471.16 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>104</i>

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Федеральный закон РФ от 27.07.2010 № 190-ФЗ (ред. От 18.07.2011). О теплоснабжении // Российская газета. –2010.–Федеральный выпуск No52.247 (168).

2 Федеральный закон РФ от 22 июля 2008года № 123-ФЗ (ред. от 13.07.2015). Технический регламент о требованиях пожарной безопасности //Российская газета. –2008. Вып.No4720(0).

3 Федеральный закон РФ от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ. Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации// Российская газета. – 2009.–Федеральный выпуск No5050 (226).

4 ГОСТ 30494-2011.Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещениях.–М.: Стандартинформ, 2013.–12 с.

5 ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. –М.: Изд-во стандартов, 2004. –4с.

6 ГОСТ 21.208-2013. СПДС. Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах. –М.: Стандартинформ, 2013. 31 с.

7 ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. (С изменением No1)–М.: Стандартинформ, 2008.

8 ГОСТ 12.1.004. 91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования. (С изменением №1) –М.: Стандартинформ, 2006.

9 ГОСТ 31607-2012. Энергосбережение. Нормативно-методическое обеспечение. М.: Стандартинформ, 2013.

10 ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление. (С изменением №1) –М.: Стандартинформ, 2018.

11 ГОСТ 12.1.003 – 83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. (С изменением №1) –М.: Стандартинформ, 2008.

12 ГОСТ 12.1.007 – 76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. (с изменениями №1,2), 2007.

13 ГОСТ 12.1.012 – 96 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. (С изменением №1) –М.: Стандартинформ, 2009.

14 СанПин 2.2.4.548 – 96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. Санитарные правила и нормы. (утв. Постановлением Госкомсанэпиднадзора РФ от 01.10.1996 N 21), 2013.

15 СНиП II -4 -79. Естественное и искусственное освещение. Нормы проектирования. –М.: Минрегион России, 2012.

16 СП 131.13330.2012. Строительная климатология. –М.: Минрегион России, 2012. –115 с.

17 СП 89.13330.2012. Котельные установки. –М. : Минрегион России, 2012. – 115 с. лист Изм Лист № докум. Подп. Дата 95 13.03.01.2018.065.19 ПЗ

					13.03.01.2020.471.16 ПЗ ВКР	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		105

34 Соколов, Е.Я. Теплофикация и тепловые сети: учебник для вузов / Е.Я. Соколов. –9-е изд., стереот. –М.: Издательский дом МЭИ, 2009. –472 с.

35 Тепловой расчёт котельных агрегатов; нормативный метод / коллектив авторов; под ред. Кузнецова и др. –2-е издание, перераб./ Репринт. –М.: ЭКОЛИТ, 2011. –296 с.: ил.

36 Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях: учебник для вузов / О.Л. Данилов, А.Б. Гаряев, А.В. Клименко и др. / под ред. А.В. Клименко. – электронный курс.

37 Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях: учебник для вузов / О.Л. Данилов, А.Б. Гаряев, А.В. Клименко и др. / под ред. А.В. Клименко. – 2-е изд., стер.–М.: Издательский дом МЭИ, 2011. –424 с.

38 Трухний, А.Д. Основы современной энергетики. В 2-х томах. Том 1. Современная теплоэнергетика. –М.:Изд-во МЭИ, 2008. –472 с.

39 Главный сайт предприятия ПАО «Фортум»–<http://www.fortum.ru>.

40 Электронная библиотека теплоснабжения – <http://bkzn.ru/>.

41 Электронная библиотека википедия – <https://ru.wikipedia.org>.

42 Сайт министерства энергетика РФ – <https://minenergo.gov.ru/>.

43 Каталог насосного оборудования – <http://www.wilo.ru/glavnaja-stranica/onlain-katalog/>.

44 Каталог Cibital Unigas – <http://www.cibitalunigas.ru/products/>.

45 Магнум: каталог арматуры – <http://zla.magnum-stroy.ru/products/fittings>.

46 Тарифы на газ в Челябинской области – <https://oblgaz74.ru/tarify/>.

47 Хаванов П.А. Водогрейные котлоагрегаты малой мощности. /П.А. Хаванов–http://www.abok.ru/for_spec/articles.php?nid=4981.

48 Циркуляционные насосы–<http://www.rusklimat>

					<i>13.03.01.2020.471.16 ПЗ ВКР</i>	Лист
						107
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		