

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
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,
Главный инженер ООО СК
«УралСтройАвто»
_____ И.С. Опанасюк
«__» _____ 2019 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой
«Промышленная
теплоэнергетика»
к.т.н., доцент

_____ К.В.Осинцев
«__» _____ 2019 г.

Расширение водогрейной котельной путем установки двух водогрейных котлов «КВСА-15due» микрорайона «Западный луч» г. Челябинска

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ БАКАЛАВРА
ЮУрГУ–13.03.01.2019.532.08. ПЗ ВКР

Консультант по разделу
«Экономика и управление»
старший преподаватель
_____ Р.А.Алабугина
«__» _____ 2019 г.

Руководитель работы,
к.т.н., доцент
_____ К.В.

Осинцев
«__» _____ 2019 г.

Нормоконтролер,
старший преподаватель
_____ Р.А.Алабугина
«__» _____ 2019 г.

Автор работы,
студент группы ПЗ-579
_____ Д.И.

Гайнулин
«__» _____ 2019 г.

Челябинск 2019

АННОТАЦИЯ

Гайнулин Д.И. Расширение водогрейной котельной путем установки двух водогрейных котлов «КВСА-15due» микрорайона «Западный луч» г. Челябинска. – Челябинск: ЮУрГУ, ПИ, ЗФ, 2019, 94 с. 8 ил., библиографический список – 45 наименований, 2 приложения, 6 листов чертежей формата А1, 2 демонстрационных листа формата А1

В связи с увеличением количества потребляемой тепловой энергии принято решение расширить водогрейную котельную микрорайона «Западный луч» путем установки двух котлов марки КВСА-15due.

Целью дипломной работы является расширение водогрейной котельной микрорайона «Западный луч» путем установки двух котлов марки КВСА-15due, также установить дополнительное оборудование.

Во введении описана роль водоподготовки в современном мире, также поставлена задача разработки химводоподготовки.

В первой главе рассматривается обоснование расширения водогрейной котельной микрорайона «Западный луч» путем установки двух котлов марки КВСА-15due.

Вторая глава посвящена обзору литературных источников.

В третьей главе рассмотрены направления энергосбережения в автономно-блочной модульной отопительной котельной.

В четвертой главе проводится разработка источника теплоснабжения.

В пятой главе изучены вопросы экологии котельной.

В шестой главе изучены КИПиА и автоматика котельной.

В седьмой главе разработана научно-исследовательская работа

В восьмой главе описывается безопасность жизнедеятельности.

В девятой главе выполнены технико-экономические расчеты МБК.

В заключении подведены итоги расширения котельной.

Графическая часть выполнена с применением программы AutoCAD на 7 листах формата А1.

					13.03.01.2019.532.08 ПЗ				
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Под.</i>	<i>Дата</i>					
<i>Выполнил</i>	Д.И. Гайнулин				<i>Лит.</i>		<i>Лист</i>		<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	К.В.				3		94		
<i>Н.контр.</i>	Алабугина				ЮУрГУ		«Промышленная		<i>Лист</i>
<i>Визма</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	13.03.01.2019.532.08 ПЗ		«Теплоэнергетика»		3

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
1 ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ РАСШИРЕНИЯ ВОДОГРЕЙНОЙ КОТЕЛЬНОЙ	8
2 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	9
3 НАПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ В АВТОНОМНОЙ БЛОЧНО- МОДУЛЬНОЙ ОТОПИТЕЛЬНОЙ КОТЕЛЬНОЙ.....	10
4 РАЗРАБОТКА ИСТОЧНИКА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	
4.1 Расчет тепловой нагрузки на отопление	11
4.2 Расчет и построение температурного график.....	15
4.3 Расчет тепловой схемы отопительной котельной	18
4.4 Сравнение отечественных и зарубежных котельных агрегатов.....	24
4.5 Котел КВСА-15due мощностью 15 МВт	26
4.5.1 Качество котловой воды	
4.5.2 Подбор горелки для котла	28
4.5.3 Тепловой расчет водогрейного жаротрубного котла КВСА-15due ..	28
4.6 Расчет пластинчатого теплообменника.....	46
4.7 Подбор оборудования на блочно-модульную котельную микрорайона “Западный луч”	52
5 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ	
5.1 Расчет высоты дымовой трубы на летний и зимний режимы.	59
6 КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ И АВТОМАТИКА	
6.1 Общая информация	67
6.2 Основные элементы КИПиА.....	68
6.3 Система автоматизации водогрейного котла КВСА-15due микрорайона “Западный луч”	69
7 НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКАЯ РАБОТА	
7.1 Повышение энергетической эффективности путем варианта использования парокompрессионного теплового насоса	67
7.2 Расчет парокompрессионного теплового насоса	68
7.3 Анализ использования двух вариантов источника теплоснабжения	69
8 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ В АБМК	79
8.1 Требования безопасности при эксплуатации отопительной котельной...80	80
8.2 Пожаробезопасность в отопительной котельной.....	82
8.3 Электробезопасность в отопительной котельной	84
9 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ	
9.1 Смета капитальных и текущих затрат	85
9.2 STEEP-анализ необходимости разработки источника теплоснабжения микрорайона “Западный луч”	86
9.3 SWOT-анализ необходимости разработки источника теплоснабжения микрорайона “Западный луч”	88
9.4 Планирование целей в дереве целей проекта	90

					13.03.01.2019.532.08 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		4

9.5 Поле сдерживающих и движущих сил для разработки источника теплоснабжения микрорайона “Западный луч”	
9.6 Планирование мероприятий по реализации проекта (График Ганта)	91
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	92
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	94
ПРИЛОЖЕНИЯ	
ПРИЛОЖЕНИЕ А. Дерево целей проекта.....	Ошибка! Закладка не определена.
ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Поле сил проекта.....	Ошибка! Закладка не определена.

					13.03.01.2019.532.08 ПЗ	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ВВЕДЕНИЕ

Тепловая энергия – это вид энергии, который человечество использует для обеспечения себя необходимыми условиями для существования, развития общества и создания благоприятных условий для жизни. Как правило, тепловая энергия используется людьми для преобразования ее в электрическую энергию с помощью тепловых электростанциях, также используется на обеспечение собственных технологических нужд.

Оборудование, производящее теплоту в виде водяных паров, нагретого воздуха и горячей воды, именуют системой теплоснабжения (СТ). СТ принято классифицировать по мощности и количеству теплопотребителей, получающих тепловую энергию. Таким образом, СТ могут быть централизованными и децентрализованными. Централизованной СТ является такая система, в которой общая мощность теплогенерирующих установок больше, либо равно 60 МВт, а децентрализованной – если менее.

Централизованная СТ в Российской Федерации представлена следующими элементами:

1. Теплоэлектроцентраль (ТЭЦ) – источник тепловой энергии.
2. Тепловые сети (ТС) – устройства для передачи тепловой энергии.
3. Отопительные приборы (ОП), установленные в помещениях.

Во времена СССР в стране находилось около 200 тысяч км тепловых сетей, передающих тепловую энергию в большинство городов и даже сел. При этом терялось огромное количество тепла, но в то время этому не уделялось должного внимания. После распада в 90-х практически прекратилось обслуживание старых сетей и проектирование новых, что привело к убыткам, достигающим 65% сгенерированного тепла, что тем самым сильно ударило по экономике СССР. Таким образом, можно понять, что централизованное отопление становится технологически и экономически невыгодным.[1, 2].

Одной из альтернатив ЦС можно использовать автономно-блочные модульные котельные (АБМК). Основным топливом для них является природный газ, а это один из самых экономически и технологически выгодных энергоносителей.

АБМК представляет из себя комплекс оборудования, состоящий из котлов с системой теплообменников, насосов и трубопроводов. Газовая АБМК предназначена для обеспечения теплом промышленных и жилищных зданий. Конструктивные особенности, которой дают возможность смонтировать ее и пустить в эксплуатацию всего за пару дней. Блоки не требуют особых условий для транспортировки, поэтому они достаточно легко транспортируются с помощью автогрузового транспорта, железнодорожного транспорта и т.п.

Достоинства блочно-модульных котельных:

1. БМК состоит из заранее собранных блоков. Их можно достаточно быстро смонтировать и пустить в эксплуатацию.
2. Малый размер БМК позволяет расположить ее в рациональных местах для поставки тепла, также это позволяет строить экономически выгодные тепловые сети до теплопотребителя.

					13.03.01.2019.532.08 ПЗ	Лист
						6
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3. БМК дают возможность получать автономную тепловую энергию и не зависеть от центральной СТ.

БМК можно подразделять на классы по виду, используемого теплоносителя. Они могут быть:

1. Паровые;
2. Водогрейные;
3. Комбинированные;
4. На термомасле;

Паровые БМК генерируют водяной пар с максимальной температурой в 410 °С и давления 0,6 МПа. Пар сгенерированный в БМК используется как в легкой так и в тяжелой промышленности[3].

Водогрейные котельные отпускают воду с температурными параметрами воды 95 °С на входе и 70 °С выходе в подающую и обратную магистраль соответственно.

Комбинированные (смешанные) котельные включают в себя и водогрейные котлы, и паровые котлы.

В котельных на термомасле в качестве теплоносителя используют жидкие нефтяные теплоносители высокой температуры, достигающей от 50 до 415 °С.

БМК, работающие на газе, просто эксплуатировать, экономически эффективны и экологичны. Помимо котелов в комплект котельного оборудования также входит система топливоподачи (трубопроводы природного газа и горелочное оборудование).

В состав БМК входит следующие оборудование (состав оборудования изменяется от комплектации котельной или желания заказчика):

1. Котельный агрегат;
2. Системы топливоподачи;
3. Насосное оборудование;
4. Система химводоподготовки и контроля давления;
5. Теплообменное оборудование;
6. Контроль уходящих дымовых газов,
7. КИПиА (контрольный щит, контроллеры, датчики, приборы учета воды, электрической и тепловой энергии),
8. Средства пожарной безопасности,
9. Дымоотвод (дымовая труба).

А также котельные оборудованы системой освещения, отопления, вентиляции, кабиной оператора и санитарным узлом.

					13.03.01.2019.532.08 ПЗ	Лист
						7
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1 ОБОСНОВАНИЕ АКТУАЛЬНОСТИ РАСШИРЕНИЯ ВОДОГРЕЙНОЙ КОТЕЛЬНОЙ

В Российской Федерации достаточно суровый климат, сопровождающий холодными зимами. В Челябинске температура наиболее холодной пятидневки составляет -34°C . Таким образом, необходимо обеспечивать тепловой энергией административные и жилищные здания[4].

В Челябинской области с 2010 года по сегодняшний день проводится программа увеличения энергоэффективности экономики Челябинской области и сокращения энергетических убытков. На эксплуатацию нескольких убыточных источников теплоснабжения требуется 4 – 8 миллионов рублей в год. В связи с этим следует проанализировать работу отопительных котельных и провести реконструкцию или замену убыточных отопительных котельных, либо строительство современных отопительных котельных.

ООО СК «УралСтройАвто» является одной из крупных компаний в области строительства котельных в Челябинске. Также «УралСтройАвто» – это одна из крупнейших тепло-электросетевых компаний Челябинской области и технологически неотъемлемая часть энергетической системы Южного Урала. В 2005 году была введена первая БМК в микрорайоне «Тополиная аллея». В августе 2007 года была создана ГК «Энсаф», объединяющая в себя такие направления бизнеса как: ресурсообеспечение в области электроснабжения, ресурсообеспечение в области теплоснабжения, ресурсообеспечение в области водоснабжения и водоотведения. В каждом из направлений выделено три цели: генерация, передача, сбыт.

Каждый год ГК «Энсаф» увеличивает количество генерирующей мощности. Сегодня группа компаний является надежным и стабильным поставщиком электроэнергии, тепловой энергии, водоснабжения и водоотведения в Челябинске и в Челябинской области.

С каждым годом качество твердого топлива снижается и для производства 1 Гкал/ч требуется больший объем твердого топлива, а это ведет к большим экономическим затратам, что и является главной причиной перехода на природный газ. Газ является наиболее дешевым топливом в настоящее время, а также достаточно легко транспортируем при помощи трубопроводов природного газа. Природный газ является, пожалуй, самым чистым видом органического топлива в наше время, так как при его сгорании образуется гораздо меньше вредных выбросов в сравнении с другими видами органического топлива.

Микрорайон «Западный луч» и МБУК «Зоопарк» обслуживается водогрейной котельной мощностью 60 МВт. В данное время построено три 36-этажных здания. В будущем планируется строительства большего количества зданий [5].

В связи с этим необходимо расширить котельную для обеспечения потребностей в тепле и горячей воде потребителей. Лучшим выходом будет установка двух однотипных котлов. Это поможет обеспечить потребности в ГВС.

					13.03.01.2019.532.08 ПЗ	Лист
						8
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ

Для выполнения выпускной квалификационной работы необходимо использовать нормативную литературу, федеральные законы, учебники, техническую документацию и методические пособия.

Основными источниками, раскрывающими теоретические вопросы по отопительной котельной и ее оборудованию, а также ее тепловой схеме в данной работе являются: «Производственные и отопительные котельные» – Е.Ф. Бузников, К.Ф. Роддатис, Э.Я. Берзиньш; «Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях» – А.Ф. Клименко; «Пластинчатые и спиральные теплообменники» – Н.В. Барановский, Л.М. Коваленко, А.Р. Ястребенецкий; «Справочник проектировщика. Проектирование тепловых сетей» – А.А. Николаев; «Теплофикация и тепловые сети» – Е.А. Соколов, «Теплогенерирующие установки» – Делягин Г.Н., Лебедев В.Н., Пермяков Б.А, «Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей» – В.И. Манюк, Я.И. Каплинский, Э.Б. Хиж и др., «Основы теплопередачи» – М.А. Михеев, И.М. Михеева, «Общая теплотехника» –И. Т. Швеци и др.

Также использовалась техническая документация: «Котлы водогрейные ОКТАН КВСА-15due». – НПО «ОКТАН», «Аппараты теплообменные пластинчатые разборные типа НН. Руководство по эксплуатации». – ЗАО «Ридан».

Для соблюдения всех норм и стандартов была использована нормативная литература: СНиП II-35-76. «Часть II. Нормы проектирования. Глава 35. Котельные установки». СНиП 23-01-99 «Строительная климатология»; СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003; ГОСТ 15518-87 «Аппараты теплообменные пластинчатые»; ГОСТ 24570-81. Клапаны предохранительные паровых и водогрейных котлов. Технические требования»; ГОСТ 21–404–85. «Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах», ГОСТ 26.005-82. «Телекоммуникации. Аудио и видеотехника. Термины и определения. Часть 1».

Расчеты жаротрубного котла, пластинчатого теплообменника, отопительных нагрузок и дымовой трубы проведены по методическим пособиям, такими как: «Расчет жаротрубно-дымогарного котла» – А.П. Лумми, В.А. Мунц; «Расчёт дымовой трубы.» – Грибанов, А.И; «Расчет пластинчатых теплообменников» – М.И. Ведерникова, В.С. Таланкин, «Тепловой расчет котельных агрегатов» – нормативный метод, «ОНД-86» – методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий.

					13.03.01.2019.532.08 ПЗ	Лист
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3 НАПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ В АВТОНОМНОЙ БЛОЧНО-МОДУЛЬНОЙ ОТОПИТЕЛЬНОЙ КОТЕЛЬНОЙ

Учитывая огромное влияние энергетической сферы на степень развития человечества, можно уделять больше внимания анализу энергопотребления во всех развитых государствах и в мире в целом. Согласно федеральному закону 261 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» от 23.11.2009 N 261-ФЗ необходимо стремиться к рациональному использованию топливных ресурсов, применять только энергоэффективное и надежное оборудование, проводить раз в пять лет энергоаудит предприятия, а также вести грамотную работу с персоналом[6].

Энергосбережение – это комплекс мероприятий, направленных на увеличение энергетической эффективности работы оборудования и энергообъекта в целом.

Энергоэффективность – это работа энергетического объекта в соответствии с нормативно-технологическими характеристиками и снижение удельных расходов топливно-энергетических ресурсов (вторичные энергоресурсы, возобновляемые источники энергии и другие возможности, используемые для генерации теплоты и электричества)[7].

Можно выделить следующие направления энергосберегающих операций на отопительной БМК:

1. Использование котлов, работающих на природном газе, дает ряд существенных экономических и энергетических преимуществ (дешевое топливо, простота транспортировки топлива).
2. Использовать горелочное оборудование, работающее с незначительным коэффициентом избытком воздуха.
3. Проверять уровень потребления тепловой энергии. Использование современных приборов учета тепловой энергии увеличивает энергоэффективность за счет повышения достоверности информации об объемах теплотребления.
4. Проводить пуско-наладочные мероприятия и проверять тепловые балансы оборудования раз в пять лет. На основании этих работ проверяется КПД котлов, составляются режимные карты и определяются коэффициенты избытка воздуха при различных нагрузках.

Энергосберегающее оборудование, как при модернизации, так и на этапе проектирования нового строительства промышленного предприятия должно удовлетворять требованиям, при которых высокая энергоэффективность предприятия становится приоритетной, а «цена вопроса» отодвигается на задний план. В промышленном такое сбережение энергии позволяет использовать значительно меньшие мощности, а мощность – ключевой показатель для формирования себестоимости продукции[8].

					13.03.01.2019.532.08 ПЗ	Лист
						10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4 РАЗРАБОТКА ИСТОЧНИКА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Для обеспечения тепловой энергией жителей микрорайона «Западный луч» принято решение о расширении отопительной АБМК. В связи с этим необходимо рассчитать отопительные нагрузки, построить температурный график, рассчитать тепловую схему котельной, основное и вспомогательное оборудование.

4.1 Расчет тепловой нагрузки на отопление

Произведен расчет тепловых нагрузок по объему здания для котельной микрорайона «Западный луч», расположенной по ул. Труда, 189. Для расчета нагрузки на отопление использовалась формула (4.1):

$$Q_{зд} = q_v \cdot V \cdot (t_g - t_n), \quad (4.1)$$

где $Q_{зд}$ – тепловая нагрузка здания;

q_v – удельная тепловая характеристика здания, Вт/(м³ · К);

V – объем здания, м³;

t_g – температура внутри здания, °С;

t_n – температура наружного воздуха, °С.

Объем здания рассчитывается по внешнему обмеру по формуле (4.2):

$$V = a \cdot b \cdot h \quad (4.2)$$

где a , b , h – геометрические размеры здания, м.

Пример расчета для здания – ул. Героя России Яковлева А.В., 1

$$V = 26 \cdot 26 \cdot 82,5 = 57200 \text{ м}^3$$

$$Q_{зд} = 0,33 \cdot 57200 \cdot (20 - (-34)) = 1,02 \cdot 10^6 \text{ Вт}$$

Нагрузка на ГВС находится по формуле (4.3):

$$Q_{ГВС} = Q_{ГВС}^{ср.ч} \cdot (1 + K_{mn}) \cdot k, \quad (4.3)$$

где $Q_{ГВС}^{ср.ч}$ – среднечасовая нагрузка на ГВС в отопительный период, Вт;

K_{mn} – коэффициент, учитывающий тепловые потери трубопроводов системы ГВС, принимается по МДК 4-05,2004 таблица 1, принимаем 0,25;

k – коэффициент часовой неравномерности потребления горячей воды, принимаем в пределах (1,15 – 1,25).

Среднечасовая нагрузка на ГВС рассчитывается по формуле (4.4):

					13.03.01.2019.532.08 ПЗ	Лист
						11
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$Q_{ГВС}^{ср.ч} = \frac{A_q \cdot N \cdot (t_2 - t_x) \cdot 10^6}{T}, \quad (4.4)$$

где A_q – норма затрат воды на ГВС абонентом, л/чел, (СНиП 2.04.01-85 Приложение 3), принимаем 195 л/чел;

N – количество единиц измерения, отнесенное к суткам - количество жителей, 150 человек по адресу ул. Героя России Яковлева А.В., 1;

t_2 – температура горячей воды в отопительный период, °С;

t_x – температура водопроводной воды в отопительный период, °С; при отсутствии достоверных сведений принимается 5 °С;

T – продолжительность функционирования системы ГВС абонента в сутки, ч.

$$Q_{ГВС}^{ср.ч} = \frac{195 \cdot 137 \cdot (65 - 5) \cdot 10^6}{24} = 0,7886 \text{ Гкал/ч} = 0,917 \text{ МВт}$$

$$Q_{ГВС} = 0,7886 \cdot (1 + 0,25) \cdot 1,2 = 0,1 \text{ Гкал/ч} = 0,0163 \text{ МВт}$$

Для расчета расхода воды используется формула (4.5)

$$G = \frac{Q_{сум}}{c_p \cdot (t_{под} - t_{обр})}, \quad (4.5)$$

где $Q_{сум} = Q_{ГВС} + Q_o$ – общая тепловая нагрузка на здание, Вт;

$t_{под}, t_{обр}$ – температура подающей и обратной воды, °С.

$$G = \frac{1,337 \cdot 1,163 \cdot 10^6}{4200 \cdot (95 - 70)} \cdot 3,6 = 14,76 \text{ т/ч},$$

где $1,163 \cdot 10^6$ – коэффициент перевода Гкал/ч в МВт;

3,6 – коэффициент перевода кг/с в т/ч.[9]

Дальнейшие расчеты представлены в Таблице 4.1

Таблица 4.1 – Расчет тепловых нагрузок по объему здания

Адрес узла ввода	Расчетный объем здания, м ³	Расчетная нагрузка на отопление, кВт	Расчетная нагрузка на ГВС, кВт	Суммарная нагрузка, кВт	Расход воды, т/ч
1	2	3	4	5	6
ул. Героя России Яковлева А.В., 1	52700	914,81	638,48	1553,29	14,76

Продолжение Таблицы 4.1

1	2	3	4	5	6
ул. Героя России Яковлева А.В., 12	52700	914,81	638,48	1553,29	14,76
ул. Героя России Яковлева А.В., 13	52700	914,81	638,48	1553,29	14,76
ул. Героя России Яковлева А.В., 14	52700	914,81	638,48	1553,29	14,76
ул. Героя России Яковлева А.В., 1 5	52700	914,81	638,48	1553,29	14,76
ул. Героя России Яковлева А.В., 6	52700	914,81	638,48	1553,29	14,76
ул. Героя России Яковлева А.В., 7	52700	914,81	638,48	1553,29	14,76
ул. Героя России Яковлева А.В., 8	52700	914,81	638,48	1553,29	14,76
ул. Героя России Яковлева А.В., 9	52700	914,81	638,48	1553,29	14,76
ул. Героя России Яковлева А.В., 10	52700	914,81	638,48	1553,29	14,76
ул. Героя России Яковлева А.В., 11	79050	2225	1046,7	3271,7	31,15
ул. Героя России Яковлева А.В., 2	79050	2225	1046,7	3271,7	31,15
ул. Героя России Яковлева А.В., 3	79050	2225	1046,7	3271,7	31,15
ул. Героя России Яковлева А.В., 4	42300	2372	918,77	3245,77	30,85
ул. Героя России Яковлева А.В., 5	42300	2372	918,77	3245,77	30,85
ул. Героя России Яковлева А.В., 16	42300	2372	918,77	3245,77	30,85
ул. Героя России Яковлева А.В., 17	42300	2372	918,77	3245,77	30,85
ул. Героя России Яковлева А.В., 18	49525	921,1	546,61	1467,7	2,000
ул. Героя России Яковлева А.В., 1а	20278	651,28	27,9	679,18	15,200
ул. Героя России Яковлева А.В., 13а	20278	651,28	27,9	679,18	1,320
ул. Героя России Яковлева А.В., 19	20278	651,28	27,9	679,18	1,120
ул. Героя России Яковлева А.В., 6а	20278	651,28	27,9	679,18	0,204
ул. Героя России Яковлева А.В., 13б	20278	651,28	27,9	679,18	1,120

Продолжение Таблицы 4.1

1	2	3	4	5	6
ул. Громова, д. 5	44118	786,188	465,200	1251,388	43,040
ул. Громова, д. 7 (1 ввод)	20330	362,2745	238,415	600,689	20,660
ул. Громова, д. 7 (2 ввод)	20330	362,2745	238,415	600,689	20,660
ул. Громова, д. 9	35047	624,531	232,6	857,131	29,480
ул. Громова, д. 9а МБДОУ № 467	11225	200,036	4,652	204,688	7,040
ул. Громова, д. 5а	24343	433,799	151,190	584,989	20,120
ул. Заводская, д. 12	783	13,956	–	13,956	0,480
ул. Заводская, д. 8	131	2,326	–	2,326	0,080
ул. Ключевая, д. 10	13901	247,719	69,780	317,499	10,920
ул. Ключевая, д. 12	22516	401,235	116,300	517,535	17,800
ул. Ключевая, д. 14А	26105	465,200	255,860	721,060	24,800
ул. Ключевая, д. 7 (1 ввод)	14815	264,001	–	264,001	9,080
ул. Ключевая, д. 7 (2 ввод)	28847	514,046	4,652	518,698	17,840
ул. Ключевая, д. 8	783	13,956	–	13,956	0,480
ул. Ключевая, д. 8а МБДОУ № 411	7962	141,886	–	141,886	4,880
ул. Односторонняя, д. 11	783	13,956	–	13,956	0,480
ул. Односторонняя, д. 12	783	13,956	–	13,956	0,480
ул. Односторонняя, д. 13	783	13,956	–	13,956	0,480
ул. Односторонняя, д. 14	783	13,956	–	13,956	0,480
ул. Плановая, д. 10	783	13,956	–	13,956	0,480
ул. Плановая, д. 12	783	13,956	–	13,956	0,480
ул. Плановая, д. 13	783	13,956	–	13,956	0,480
ул. Плановая, д. 14	783	13,956	–	13,956	0,480
ул. Плановая, д. 16	783	13,956	–	13,956	0,480
ул. Плановая, д. 19	783	13,956	–	13,956	0,480
ул. Плановая, д. 2	783	13,956	–	13,956	0,480
ул. Плановая, д. 21	783	13,956	–	13,956	0,480
ул. Плановая, д. 22	783	13,956	–	13,956	0,480
ул. Плановая, д. 4	783	13,956	–	13,956	0,480
ул. Плановая, д. 6	783	13,956	–	13,956	0,480
ул. Плановая, д. 7	783	13,956	–	13,956	0,480
ул. Плановая, д. 9	783	13,956	–	13,956	0,480
ул. Пугачева, д. 69	783	13,956	–	13,956	0,480

Окончание Таблицы 4.1

1	2	3	4	5	6
ул. Пугачева, д. 71	783	13,956	–	13,956	0,480
ул. Пугачева, д. 73	783	13,956	–	13,956	0,480
ул. Пугачева, д. 75	783	13,956	–	13,956	0,480
ул. Пугачева, д. 92	783	13,956	–	13,956	0,480
ул. Челябинская, д. 18	15794	281,446	69,780	351,226	12,080
ул. Челябинская, д. 20	29303	522,187	267,490	789,677	27,160
ул. Челябинская, д. 20а	30413	541,958	255,860	797,818	27,440
ул. Челябинская, д. 20б	30413	541,958	255,860	797,818	27,440
ул. Челябинская, д. 20в	28194	502,416	255,860	758,276	26,080
ул. Челябинская, д. 22	16903	301,217	255,860	557,077	19,160
ул. Челябинская, д. 22а	15794	281,446	104,670	386,116	13,280
ул. Челябинская, д. 24	15794	281,446	116,300	397,746	13,680
ул. Челябинская, д. 24а	22516	401,235	116,300	517,535	17,800
ул. Челябинская, д. 24б	3328	59,313	197,710	257,023	8,840
ул. Челябинская, д. 24в	1697	30,238	–	30,238	1,040
ул. Челябинская, д. 28б	1697	30,238	2,326	32,564	1,120
ул. Челябинская, д. 30	2284	40,705	2,326	43,031	1,480
ул. Челябинская, д. 32	2284	40,705	2,326	43,031	1,480
ул. Челябинская, д. 34	2284	40,705	2,326	43,031	1,480
ул. Челябинская, д. 36	2284	40,705	2,326	43,031	1,480
ул. Челябинская, д. 28 (1 ввод)	1044	18,608	1,163	19,771	0,680
ул. Челябинская, д. 28 (2 ввод)	979	17,445	1,163	18,608	0,640
ул. Челябинская, д. 28а (1 ввод)	848	15,119	1,163	16,282	0,560
ул. Челябинская, д. 28а (2 ввод)	848	15,119	1,163	16,282	0,560
ул. Горная, д. 26/1	68527	1221,150	–	1221,150	42,000
Суммарное значение	818740	14589,951	5969,679	20559,630	707,124

Из таблицы берутся данные для последующих расчетов тепловой схемы отопительной котельной: нагрузка на отопление – $Q_o = 14,590$ МВт, нагрузка на горячее водоснабжение – $Q_{ГВС} = 5,970$ МВт, общая тепловая нагрузка – $\sum Q = 20,560$ МВт, суммарный расход теплоносителя (воды) – $G = 707,124$ т/ч.

4.2 Расчет и построение температурного график

Значения температур сетевой воды в зависимости от температур наружного воздуха определяются методом регулирования тепловых нагрузок и температурным графиком теплосети.

Температура воды в подающей линии теплосети $t_n = 95$ °С.

Температура воды в обратной линии теплосети $t_o = 70$ °С.

					13.03.01.2019.532.08 ПЗ	Лист
						15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Температура воздуха внутри отапливаемого помещения $t_g = 20$ °С.

Температура наружного воздуха $t_n = (-34 \dots +8)$, °С.

Температура наиболее холодной пятидневки $t_n' = -34$, °С.

Расход воды в системе $G = 707,124$ т/ч.

Показатель нелинейности теплоотдачи приемных приборов отопления $n = 0,3$.

Для примера приведен расчет при 10 °С

Относительный тепловой поток рассчитывается по формул (4.6):

$$\theta = \frac{t_{gn} - t_n}{t_{gn} - t_n'} \quad (4.6)$$

$$\theta = \frac{20 - (-34)}{20 - 10} = 0,185$$

После рассчитывается температура воды на обратном и на подающем трубопроводе по формуле (4.7) и (4.8):

$$t_n' = t_{gn} + 0,5 \cdot (t_n - t_o) \cdot \theta + 0,5 \cdot (t_n + t_o - 2 \cdot t_{gn}) \cdot \theta^{\frac{1}{1+n}} \quad (4.7)$$

$$t_o' = t_{gn} - 0,5 \cdot (t_n - t_o) \cdot \theta + 0,5 \cdot (t_n + t_o - 2 \cdot t_{gn}) \cdot \theta^{\frac{1}{1+n}} \quad (4.8)$$

$$t_n' = 20 + 0,5 \cdot (95 - 70) \cdot 0,185 + 0,5 \cdot (95 + 70 - 2 \cdot 20) \cdot 0,185^{\frac{1}{1+0,3}} = 39,39 \text{ °С}$$

$$t_o' = 20 - 0,5 \cdot (95 - 70) \cdot 0,185 + 0,5 \cdot (95 + 70 - 2 \cdot 20) \cdot 0,185^{\frac{1}{1+0,3}} = 34,77 \text{ °С}$$

Все расчеты были произведены в программе Microsoft Excell, график построен по этим данным. Результаты расчетов представлены в Таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Расчет температурного графика

t_n	8	5	0	-5	-10	-15	-20	-25	-30	-34
θ	0,222	0,278	0,370	0,463	0,556	0,648	0,741	0,833	0,926	1,000
t_n'	42,43	46,804	53,741	60,350	66,711	72,875	78,875	84,738	90,481	95,00
t_o'	36,874	39,860	44,482	48,776	52,822	56,671	60,357	63,905	67,333	70,00

Далее на рисунке 4.1 представлен температурный график построенный по данным из таблицы 4.2.

Если кроме отопительной нагрузки есть еще и нагрузка ГВС, то, независимо от метода регулирования, температура воды в подающем трубопроводе не должна быть ниже уровня, определяемого условиями ГВС.

Для поддержания такой температуры делается подрезка температурного графика при 65 °С - для открытой системы и 70 °С - для закрытой системы[10].

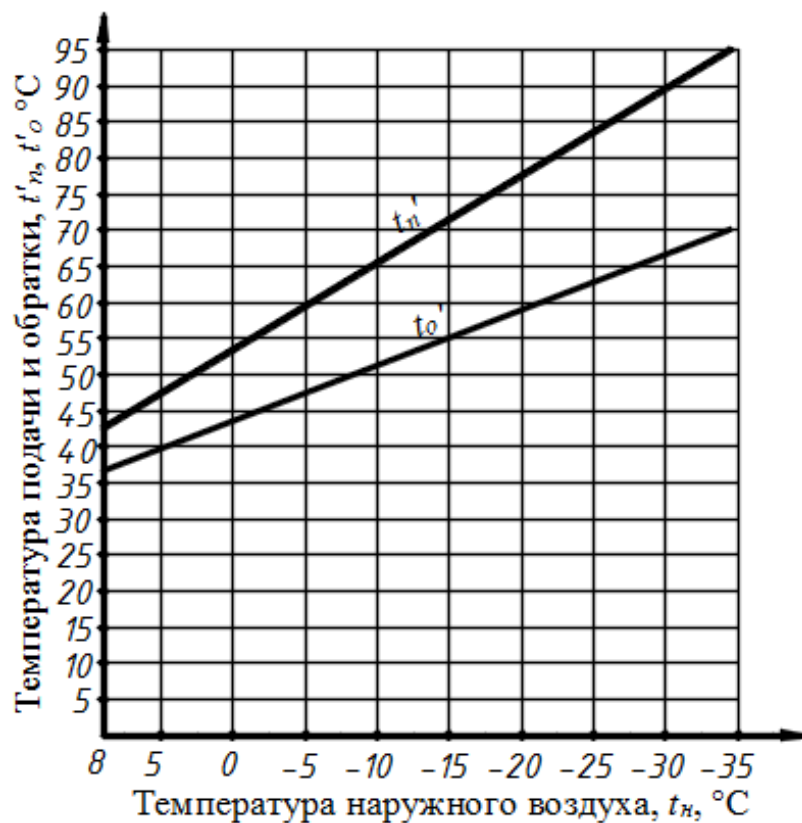


Рисунок 4.1 – Температурный график

На Рисунке 4.2 представлен температурный график с подрезкой.

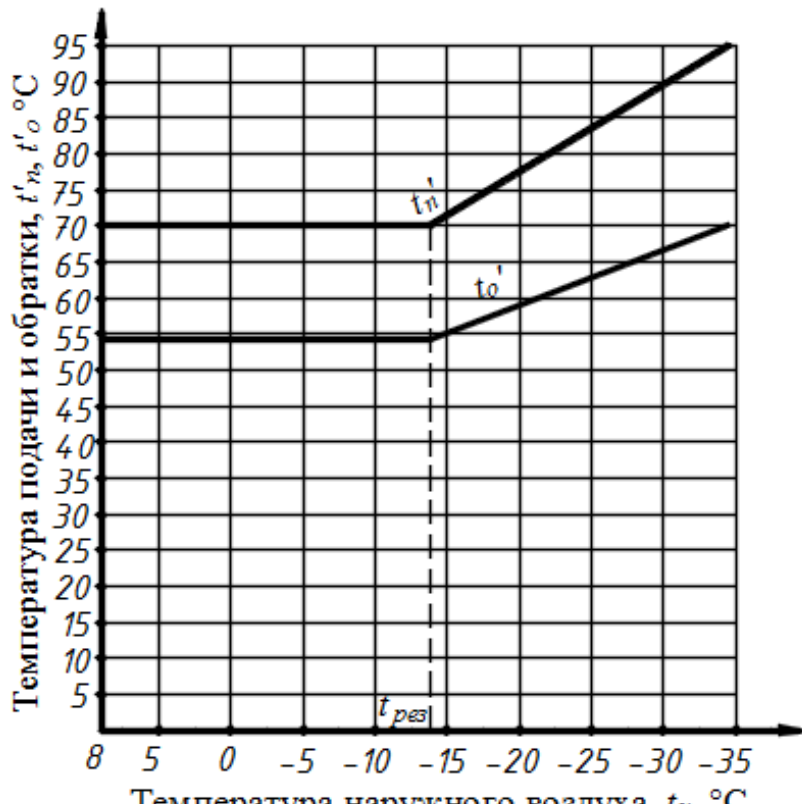


Рисунок 4.2 – Температурный график с подрезкой

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Исходя из графика, с помощью построений определяется температура наружного воздуха подрезки, она равна $t_{\text{подрезки}} = -14 \text{ }^\circ\text{C}$, а также температура воды в обратной магистрали $t_o = 54 \text{ }^\circ\text{C}$.

4.3 Расчет тепловой схемы отопительной котельной

Тепловая схема – это визуальное изображение, показывающее схему присоединения основного и вспомогательного оборудования с помощью связующих трубопроводов, а также пути движения рабочего тела. Схемы подразделяются на принципиальные, развернутые и монтажные. На принципиальных указывается только основное оборудование и трубопроводы без арматуры, на развернутой – все установленное оборудование, а также запорно-регулирующая арматура, монтажные схемы выполняются аксонометрическими.

Расчет двухконтурной тепловой схемы необходим для определения нагрузок и расходов теплоносителя.

Исходные данные:

Температура воды в подающей магистрали сетевого контура $t_1 = 95 \text{ }^\circ\text{C}$;

Температура воды в обратной магистрали сетевого контура $t_2 = 70 \text{ }^\circ\text{C}$;

Температура воды в подающей магистрали котлового контура $t_{к1} = 110 \text{ }^\circ\text{C}$;

Температура воды в обратной магистрали котлового контура $t_{к2} = 80 \text{ }^\circ\text{C}$;

Температура воздуха в помещения $t_e = 5 \text{ }^\circ\text{C}$ (т.к. котельная автономная);

Средняя температура наиболее холодной пятидневки $t_{но} = -34 \text{ }^\circ\text{C}$;

Расчетная температура наружного воздуха $t_n = -34 \text{ }^\circ\text{C}$;

Удельный объем воды в системе теплоснабжения суммарного отпуска тепла на отопление и горячее водоснабжение городов и жилищных районов $V_{yd} = 19,5 \text{ (м}^3 \cdot \text{ч)/Гкал}$;

Коэффициент потери в закрытой системе теплоснабжения и в системе потребителей $k_{mc} = 1,5\%$.

Теплоемкость воды в котловом контуре (при $\bar{t}_1 = 95 \text{ }^\circ\text{C}$) $c_{p1} = 4,210 \text{ кДж/(кг} \cdot \text{K)}$;

Теплоемкость воды в сетевом контуре (при $\bar{t}_2 = 82,5 \text{ }^\circ\text{C}$) $c_{p2} = 4,19 \text{ кДж/(кг} \cdot \text{K)}$;

Потери тепла в окружающую среду от тепловых сетей принимаются 30% от нагрузки потребителя;

Количество тепла на баки-аккумуляторы 5% от нагрузки потребителя;

Количество тепла на собственные нужды котельной 5% от нагрузки потребителя.

Расчет выполняется согласно СТО 02494733 5.4-03-2007 «Расчет тепловых схем котельных с водогрейными котлами» для зимнего и летнего режимов[11].

Сначала по формуле (4.9) находится коэффициент снижения расхода тепла на отопление в зависимости от температуры наружного воздуха:

$$K_o = \frac{t_e - t_n}{t_e - t_{но}} \quad (4.9)$$

					13.03.01.2019.532.08 ПЗ	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$K_o = \frac{5 - (-34)}{5 - (-34)} = 1$$

С помощью найденного коэффициента можно определить расчетный отпуск тепла на отопление по формуле (4.10):

$$Q_o = K_o \cdot \sum Q_o \quad (4.10)$$

$$Q_o = 1 \cdot 14,590 = 14,590 \text{ МВт}$$

Суммарная нагрузка на отопление и ГВС зимой и летом определяется по формуле (4.11):

$$\Sigma Q^{зим} = Q_o + Q_{ГВС} \quad (4.12)$$

$$\Sigma Q^{зим} = 14,590 + 5,970 = 20,560 \text{ МВт}$$

$$\Sigma Q^{лет} = 5,970 = 5,970 \text{ МВт}$$

Расход воды на ГВС зимой находится по формуле (4.13):

$$G_{ГВС}^{зим} = \frac{860 \cdot \Sigma Q^{зим}}{t_{гв} - t_{св}}, \quad (4.14)$$

где $t_{гв}$ – температура горячей воды (65 °С) для зимы;

$t_{св}$ – температура холодной воды (5 °С).

$$G_{ГВС}^{зим} = \frac{860 \cdot 20,560}{65 - 5} = 294,7 \text{ т/ч.}$$

Для летнего режима расход на ГВС находится по формуле (4.15):

$$G_{ГВС}^{лет} = \frac{860 \cdot \Sigma Q^{лет}}{t_{гв} - (\Delta t_g + t_{св})}, \quad (4.15)$$

где $t_{гв}$ – температура горячей воды (70 °С) для лета;

Δt_g – минимальная разность греющей и нагреваемой воды (10 °С).

$$G_{ГВС}^{лет} = \frac{860 \cdot 5,970}{70 - (10 + 5)} = 93,3 \text{ т/ч}$$

Тогда с учетом потерь в окружающую среду от тепловых сетей нагрузка на потребителей определяется по формуле (4.16):

					13.03.01.2019.532.08 ПЗ	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$Q_n = 1,3 \cdot \sum Q \quad (4.16)$$

$$Q_n^3 = 1,3 \cdot 20,560 = 26,73 \text{ МВт}$$

$$Q_n^l = 1,3 \cdot 5,97 = 7,761 \text{ МВт}$$

По формуле (4.17) определяется требуемый расход тепла на собственные нужды котельной:

$$Q_{сн} = 0,05 \cdot \sum Q \quad (4.17)$$

$$Q_{сн}^3 = 0,05 \cdot 20,56 = 1,028 \text{ МВт}$$

$$Q_{сн}^l = 0,05 \cdot 7,761 = 0,388 \text{ МВт}$$

Требуемое количество тепла на баки-аккумуляторы находится по формуле (4.18):

$$Q_{ба} = 0,05 \cdot \sum Q \quad (4.18)$$

$$Q_{ба}^3 = 0,05 \cdot 20,56 = 1,028 \text{ МВт}$$

$$Q_{ба}^l = 0,05 \cdot 5,97 = 0,299 \text{ МВт}$$

Таким образом, общая нагрузка на котельную зимой и летом находится по формуле (4.19) и составляет:

$$Q = Q_n + Q_{сн} + Q_{ба}; \quad (4.19)$$

$$Q^3 = 26,73 + 1,028 + 1,028 = 28,786 \text{ МВт};$$

$$Q^l = 7,761 + 0,388 + 0,299 = 8,448 \text{ МВт}.$$

Далее определяются требуемые расходы теплоносителя.

По формулам (4.20) и (4.21) определяются расходы теплоносителя в первичном (котловом) и вторичном (сетевом) контурах соответственно:

$$G_{н.к} = \frac{Q}{c_{p1} \cdot (t_{к1} - t_{к2})} \quad (4.20)$$

$$G_{н.к}^3 = \frac{28786}{4,21 \cdot (110 - 80)} = 227,9 \text{ кг/с}$$

					13.03.01.2019.532.08 ПЗ	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$G_{н.к}^л = \frac{8448}{4,21 \cdot (110 - 80)} = 66,89 \text{ кг/с}$$

$$G_{в.к} = \frac{Q}{c_{p2} \cdot (t_1 - t_2)} \quad (4.21)$$

$$G_{в.к}^з = \frac{28786}{4,19 \cdot (95 - 70)} = 274,8 \text{ кг/с}$$

$$G_{в.к}^л = \frac{8448}{4,19 \cdot (95 - 70)} = 80,65 \text{ кг/с}$$

Расход воды на собственные нужды котельной определяется по формуле (4.22):

$$G_{сн} = \frac{Q_{сн}}{c_{p2} \cdot (t_1 - t_2)} \quad (4.22)$$

$$G_{сн}^з = \frac{1028}{4,19 \cdot (95 - 70)} = 9,81 \text{ кг/с}$$

$$G_{сн}^л = \frac{299}{4,19 \cdot (95 - 70)} = 2,85 \text{ кг/с}$$

Необходимый расход воды на баки-аккумуляторы можно найти по формуле (4.23):

$$G_{ба} = \frac{Q_{ба}}{c_{p2} \cdot (t_1 - t_2)} \quad (4.23)$$

$$G_{ба}^з = \frac{1028}{4,19 \cdot (95 - 70)} = 9,81 \text{ кг/с};$$

$$G_{ба}^л = \frac{299}{4,19 \cdot (95 - 70)} = 2,85 \text{ кг/с}.$$

Далее определяются расходы теплоносителя во вторичном контуре.

Количество воды на подающем трубопроводе сетевого контура определяется по формуле (4.24):

$$G_{под.ск} = \frac{Q}{c_{p2} \cdot (t_1 - t_2)} \quad (4.24)$$

					13.03.01.2019.532.08 ПЗ	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$G_{под.ск}^3 = \frac{28786}{4,19 \cdot (95 - 70)} = 274,8 \text{ кг/с}$$

$$G_{под.ск}^л = \frac{8448}{4,19 \cdot (95 - 70)} = 80,64 \text{ кг/с.}$$

Требуемое количество воды на восполнение утечек в тепловой сети находится по формуле (4.25):

$$G_{ск.ут} = 0,01 \cdot k_{мс} \cdot G_{под.ск} \quad (4.25)$$

$$G_{ск.ут}^3 = 0,01 \cdot 1,5 \cdot 274,8 = 1,374 \text{ кг/с}$$

$$G_{ск.ут}^л = 0,01 \cdot 1,5 \cdot 80,64 = 1,209 \text{ кг/с}$$

Расход воды обратного трубопровода сетевого контура определяется по формуле (4.26):

$$G_{ск.об} = G_{под.ск} - G_{ск.ут}; \quad (4.26)$$

$$G_{ск.об}^3 = 274,8 - 1,374 = 273,426 \text{ кг/с};$$

$$G_{ск.об}^л = 80,64 - 1,209 = 79,431 \text{ кг/с.}$$

Теперь рассчитывается котловой контур.

По формуле (4.27) можно найти требуемое количество воды на восполнение утечек в котловом контуре:

$$G_{кк.ут} = \left(\frac{0,5}{100} \right) \cdot Q \cdot V_{уд} \quad (4.27)$$

$$G_{кк.ут}^3 = \left(\frac{0,5}{100} \right) \cdot 28,786 \cdot 19,5 = 2,81 \text{ кг/с}$$

$$G_{кк.ут}^л = \left(\frac{0,5}{100} \right) \cdot 8,448 \cdot 19,5 = 0,82 \text{ кг/с}$$

Тогда расход воды в обратном трубопроводе котлового контура рассчитывается по формуле (4.28) и равен:

$$G_{кк.об} = G_{п.к} - G_{кк.ут} \quad (4.28)$$

					13.03.01.2019.532.08 ПЗ	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$G_{\text{кк.об}}^3 = 227,9 - 2,81 = 225,09 \text{ кг/с};$$

$$G_{\text{кк.об}}^3 = 66,89 - 0,82 = 66,07 \text{ кг/с}.$$

Чтобы не допустить конденсации влаги из дымовых газов на поверхностях котельного аппарата, температура воды на входе в котел не должна быть ниже 60°C. Для выполнения этого условия, из подающей котловой линии вода подмешивается в обратную. Расход воды по линии рециркуляции греющего теплоносителя определяется по формуле (4.29):

$$G_{\text{рц}} = \frac{G_{\text{н.к}} \cdot (t_{\text{к2}} - t_{\text{к.об}})}{t_{\text{к1}} - t_{\text{к.об}}}, \quad (4.29)$$

где $t_{\text{к.об}}$ – температура воды на входе в котел, после подмеса подпиточной воды, °С. Она находится по формуле (4.30):

$$t_{\text{к.об}} = \frac{G_{\text{кк.ут}} \cdot t_{\text{хво}} + G_{\text{кк.об}} \cdot t_{\text{к2}}}{G_{\text{н.к}}}, \quad (4.30)$$

где $t_{\text{хво}}$ – температура воды после ХВО, принимается 40 °С.

$$t_{\text{к.об}} = \frac{2,81 \cdot 40 + 225,09 \cdot 80}{227,9} = 79,5 \text{ °С}$$

$$G_{\text{рц}}^3 = \frac{227,9 \cdot (80 - 79,5)}{110 - 79,5} = 3,73 \text{ кг/с}$$

$$G_{\text{рц}}^3 = \frac{66,89 \cdot (80 - 79,5)}{110 - 79,5} = 1,09 \text{ кг/с}$$

Общий расход подпиточной воды на восполнение всех утечек определяется по формуле (4.31):

$$G_{\text{ут}} = G_{\text{кк.ут}} + G_{\text{ск.ут}}; \quad (4.31)$$

$$G_{\text{ут}}^3 = 2,81 + 1,374 = 4,184 \text{ кг/с};$$

$$G_{\text{ут}}^{\text{л}} = 0,81 + 1,209 = 2,019 \text{ кг/с}.$$

По формуле (4.32) находится количество котлов для обеспечения требуемой нагрузки (с округлением до целого):

					13.03.01.2019.532.08 ПЗ	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$N_k = \frac{Q}{Q_{ном}} \quad (4.32)$$

где $Q_{ном}$ – номинальная производительность одного котла, МВт.
 $Q_{ном} = 15$ МВт.

$$N_k = \frac{28,768}{15} = 1,92 \approx 2$$

Тогда количество воды, проходящее через котел, будет разделено поровну от потерь воды в контуре. Ставится два котла. Один на перспективу присоединения новых потребителей.

4.4 Сравнение отечественных и зарубежных котельных агрегатов

От выбора отопительного котла зависит эффективность отопительной системы и насколько такое отопление будет экономичным.

Отечественные котлы пользуются достаточно большим спросом, это связано с тем, что:

1. Зарубежные котлы, отличаясь удобными дизайном и габаритами, имеют как высокую стоимость оборудования, так и монтажа, что вызвано тем, что все комплектующие таких котлов обязательно должны иметь высокое качество. Применяя дешевое котельное оборудование можно существенно уменьшить срок службы всей отопительной системы.
2. Котлы зарубежного производства в условиях нестабильной подачи топлива работают нестабильно и требуют высококачественную обработку питательной воды, что в свою очередь приводит к необходимости организации системы водоподготовки и, что приводит к удорожанию энергии. Отечественные котельные агрегаты способны работать на питательной воде любого качества и при нестабильной подаче топлива.

Преимущества отечественных котлов:

1. Низкая стоимость, относительно зарубежных вариантов,
2. Простота и удобство эксплуатации,
3. Проектирование и монтаж с учетом особенностей условий эксплуатации, в том числе климатических,
4. Соответствие российским нормативам и стандартам,
5. Высокая ремонтпригодность,
6. Долговечность при соблюдении правил эксплуатации,
7. Возможность проектирования по желанию заказчика.

Российский рынок газовых котлов представлен в большинстве своем производителями котлов малой мощности, это: Ростовгазоаппарат, ООО ЖМЗ, завод «Конорд» и ООО «Октан». Зарубежная продукция привлекает своим качеством, безопасностью и долговечностью. В настоящее время на рынке представлено около 25 производителей газовых котлов зарубежного

					13.03.01.2019.532.08 ПЗ	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

производства. Основную часть российского рынка занимает продукция таких немецких компаний, как Vaillant, Junkers, BoshGruppe, Viess mann и прочих.

Реализуется на отечественном рынке продукция и других немецких компаний, в том числе и фирмы Buderus Heiztechnik Gmb, которая с недавних пор входит в состав концерна Bosch. Эксперты отмечают, что продукция практически всех немецких производителей относится к классу «Люкс» и стала образцом качества и передовых технологий в производстве современных котлов.

Исследование российского рынка стальных водогрейных котлов доказывает, что по надежности, ремонтпригодности и энергоэффективности зарубежным котлам российские жаротрубные и водотрубные котлы мощностью до 2 МВт с автоматизированными горелками ведущих иностранных фирм не уступают зарубежным котлам.

Отопительные котлы за границей и на родине крайне сложно отличить. В наше время производители котлов выпускают отопительные котлы, с высокой эффективностью при тепловой мощности от 0,5 до 10 МВт.

В подобных котлах, установленных на промышленных предприятиях, горелочное оборудование обладает минимальными избытками воздуха $\alpha = 1,03-1,05$. Стоит уточнить, что у зарубежного горелочного оборудования производители, как правило для увеличения стабильности горения повышают коэффициенты избытка воздуха (1,2-1,25), что снижает эффективность котлов на 1,8- 2,5 % [12, 13].

К примеру в Таблицу 4.3 выведены характеристики отечественного котла КВСА-15due и иностранного – Buderus Logano S825L.

Таблица 4.3 – Сравнение характеристик котлов КВСА-15due и Logano S825L

	КВСА-15due	Logano S825L
1	2	3
Номинальная теплопроизводительность, кВт	15000	14700
Максимальная температура воды, °С	115	115
Минимальная температура воды на входе в котел, °С	60	70
Максимальное рабочее давление воды, МПа	0,6	0,6
КПД, %	93,9	93

Продолжение Таблицы 4.3

1	2	3
Расход дымовых газов, кг/с	6,52	6,6
Температура уходящих газов, °С	156	185
Стоимость, руб.	3 642 157	3 868 767

Выводом из представленных характеристик котлов, можно сделать вывод, что отечественный котел, по стоимости, идентичен иностранному, но при этом выгоднее в техническом плане. Следовательно, за счет технических параметров и низкой стоимости относительно импортного, отечественный котел выигрывает в сравнении. Поэтому АБМК будет оборудована котлами ОКТАН КВСА-15due.

4.5 Котел КВСА-15due мощностью 15 МВт

Котлы марки Октан КВСА-15due – это трехходовые водогрейные газотрубные котлы мощностью 15 МВт. Общий вид котла представлен на Рисунке 4.3.

Котлы КВСА-15due изготавливаются в соответствии с требованиями Технических регламентов таможенного союза:

- 1) «О безопасности машин и оборудования»;
- 2) «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением»;
- 3) «О безопасности аппаратов, работающих на газообразном топливе».

Эти котлы можно применять, как в стационарных котельных, так и в БМК. Они используются для закрытых и открытых систем теплоснабжения. Котел Октан КВСА-15due сконструирован как трехходовой котел газотрубного типа.

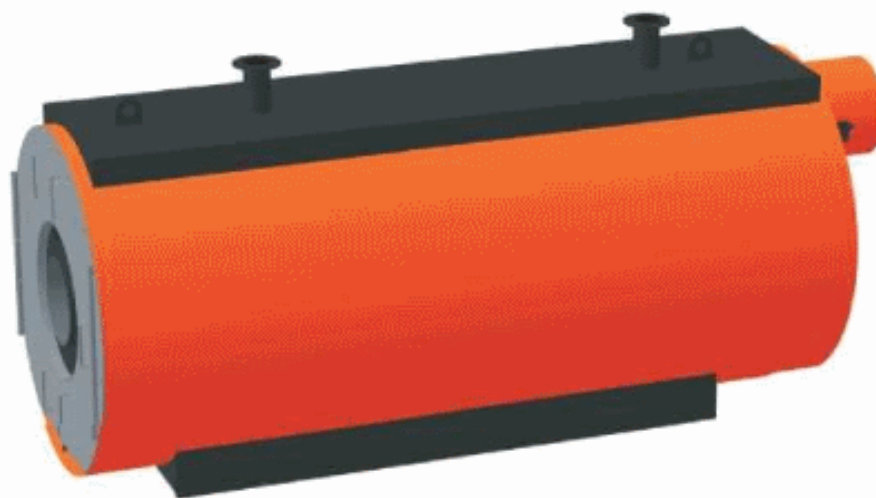


Рисунок 4.3 – Общий вид котла КВСА-15due

Принципиальная схема работы котла КВСА-15due представлена на Рисунке 4.4.

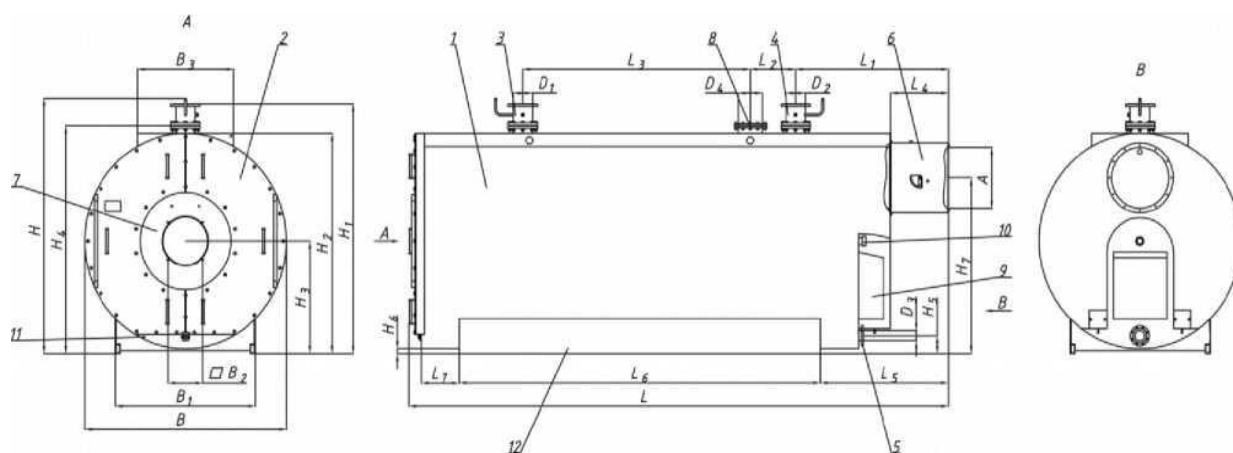


Рисунок 4.4 – Принципиальная схема работы котла КВСА-15due

Состав КВСА-15due: теплоизолированный корпус (1шт.); теплоизолированная дверь (2 шт.); патрубок входа (1шт.); патрубок выхода (1 шт.); патрубок слива (1шт.); теплоизолированный газоход (1шт.); плита горелочного оборудования (1 шт.); люк смотровой (1 шт.); взрывной клапан (1 шт.); смотровой глазок (2 шт.); штуцер отбора воздуха на обдув смотровых глазков (1 шт.); опора (1 шт.).

Трехходовая система газового тракта обеспечивает минимальное выделение вредных веществ.[15].

4.5.1 Качество котловой воды

Качеству воды в котле должно уделять много времени, так как оно определяет долговечность котельного агрегата и вспомогательного оборудования. Водный режим должен обеспечить безаварийную работу котла. Сбои в работе котла могут быть результатом отложения накипи и шлама, а также коррозии металла при отклонении от нормативных показателей качества воды в котле. Нормативы показателей качества воды показаны в Таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Нормативные показатели качества воды

Наименование показателей	Значение
Прозрачность по шрифту, см, не менее	30
Карбонатная жидкость, мкг-экв/кг, не более	700
Содержание растворенного кислорода, мкг/кг, не более	100
Содержание соединений железа, мкг/кг, не более	500
Значение водородного показателя pH при 25 °С	8,3 – 9,5
Свободная углекислота, мкг/кг	Отсутствует
Содержание нефтепродуктов, мг/кг, не более	1

Указанные величины должны соответствовать качеству воды на входе в котел. Мероприятия для достижения норм качества воды расписаны в РД 24.031.120-91.

Водоподготовка выбирается специализирующейся на этом организацией. Машинист котельного оборудования обязательно должен вести оперативный журнал по водоподготовке. В него записывается вся информация по химводоочистке[15].

4.5.2 Подбор горелки для котла

Горелочное оборудование, подходящее для котла Октан КВСА-15due, должны быть оборудованы системой автоматического включения и отключения, а также продувки. Должны быть оборудованы принудительной подачей воздуха, с регулируемым коэффициентом избытка воздуха.

При подборе горелочного устройства необходимо учитывать следующие факторы:

- 1) Давление;
- 2) Габаритные размеры топки;
- 3) Аэродинамику котла.

Подходящие для котлов КВСА-15due горелочные устройства – это ротационные комбинированные горелки, которые сжигают газ и легкое жидкое топливо. Такое горелочное оборудование обязано соответствовать нормам ГОСТ 21204, ГОСТ 27824. Для хорошей работы горелочное оборудование должно быть снабжено компенсатором механических нагрузок, головка горелочного оборудования должна полностью входить в топку, расстояние между пламенной головкой и дверью должно быть заизолировано. Также горелки обязаны иметь с собой техническую документацию - паспорт, содержащий основные сведения, от завода-изготовителя[15].

4.5.3 Тепловой расчет водогрейного газотрубного котла КВСА-15due

Исходные данные:

Производительность котла: $Q_k = 15$ МВт;

Температура уходящих газов: $t_2 = 156^\circ\text{C}$;

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

Топливо – природный газ, марки Бухара-Урал;

Состав газа:

Метан $\text{CH}_4 = 94,2$ %;

Этан $\text{C}_2\text{H}_6 = 2,5$ %;

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

Изобутан $\text{C}_4\text{H}_{10} = 0,2$ %;

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

Азот $\text{N}_2 = 2,6$ %;

Низшая теплота сгорания топлива: $Q_n^p = 36170$ кДж/м³;

					13.03.01.2019.532.08 ПЗ	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

Расчет топлива, воздуха и продуктов сгорания:

Теоретическое количество воздуха при сжигании 1 нм^3 сухого газообразного топлива, необходимое для дальнейших расчетов, исходя из полученных данных, можно найти по формуле (4.33):

$$V_0 = 0,0476 \cdot (2 \cdot CO + 0,5 \cdot H_2 + 1,5 \cdot H_2S + \sum m + 0,25 \cdot n) \cdot C_m H_n - O_2 \quad (4.33)$$

$$V_0 = 0,0476 \cdot (2 \cdot 94,2 + 3,5 \cdot 2,5 + 5 \cdot 0,4 + 6,5 \cdot 0,2 + 8 \cdot 0,1) = 9,58 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Объем трехатомных газов определяется по формуле (4.34):

$$V_{CO_2} = 0,01 \cdot (CO_2 + CO + H_2S + \sum m \cdot C_m H_n) \quad (4.34)$$

$$V_{CO_2} = 0,01 \cdot (94,2 + 2 \cdot 2,5 + 3 \cdot 0,4 + 4 \cdot 0,2 + 5 \cdot 0,1) = 1,017 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

По формуле (4.35) определяется теоретический объем водяных паров (при $\alpha=1$):

$$V_{H_2O}^0 = 0,01 \cdot (H_2S + H_2 + \sum 0,5 \cdot n \cdot C_m H_n) + 0,0161 \cdot V_0 \quad (4.35)$$

$$V_{H_2O}^0 = 0,01 \cdot (2 \cdot 94,2 + 3 \cdot 2,5 + 4 \cdot 0,4 + 5 \cdot 0,2 + 6 \cdot 0,1) + 0,0161 \cdot 9,58 = 2,145 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Действительный объем водяных паров (при $\alpha > 1$) можно найти по формуле (4.36):

$$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,0161 \cdot (\alpha - 1) \cdot V_0; \quad (4.36)$$

$$V_{H_2O} = 2,145 + 0,0161 \cdot (1,1 - 1) \cdot 9,58 = 2,160 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Теоретический объем азота находится по формуле (4.37):

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot V_0 + 0,01 \cdot N_2 \quad (4.37)$$

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot 9,58 + 0,01 \cdot 2,6 = 7,594 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

По формуле (4.38) определяется действительный объем азота:

$$V_{N_2} = V_{N_2}^0 + (\alpha - 1) \cdot V_0; \quad (4.38)$$

$$V_{N_2} = 7,594 + (1,1 - 1) \cdot 9,58 = 8,552 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Объем дымовых газов при н.у. рассчитывается по формуле (4.39):

					13.03.01.2019.532.08 ПЗ	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$V_{\Gamma} = V_{CO_2} + V_{N_2} + V_{H_2O} \quad (4.39)$$

$$V_{\Gamma} = 1,017 + 8,552 + 2,160 = 11,729 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Объемные доли трехатомных газов получаем по формулам (4.40), (4.41), (4.42):

$$r_{CO_2} = \frac{V_{CO_2}}{V_{\Gamma}} \quad (4.40)$$

$$r_{CO_2} = \frac{1,017}{11,437} = 0,087$$

$$r_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{V_{\Gamma}} \quad (4.41)$$

$$r_{H_2O} = \frac{21,56}{11,437} = 0,183$$

$$r_n = r_{CO_2} + r_{H_2O} \quad (4.42)$$

$$r_n = 0,89 + 0,189 = 0,27$$

По формулам (4.43) и (4.44) находятся энтальпии воздуха и продуктов сгорания:

$$I_{\epsilon} = (ct)_{\epsilon} \cdot V_0 \quad (4.43)$$

$$I_{\Gamma}^0 = V_{CO_2} \cdot (ct)_{CO_2} + V_{N_2}^0 \cdot (ct)_{N_2} + V_{H_2O}^0 \cdot (ct)_{H_2O}, \quad (4.44)$$

где $(ct)_{CO_2}$, $(ct)_{N_2}$, $(ct)_{H_2O}$ – удельные энтальпии углекислого газа, азота и водяных паров соответственно.

I_{Γ} - энтальпия газа;

I_{ϵ} - энтальпия воздуха;

I_{Γ}^0 - энтальпия продуктов сгорания.

Энтальпия продуктов сгорания при $\alpha > 1$ находятся по формуле (4.45):

$$I_{\Gamma} = I_{\Gamma}^0 + (\alpha - 1) \cdot I_{\epsilon} \quad (4.45)$$

В таблице 4.5 приведены все рассчитанные энтальпии:

					13.03.01.2019.532.08 ПЗ	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 4.5 – Энтальпии газов

$t, \text{ }^\circ\text{C}$	$I_{\text{в}}, \text{ кДж/м}^3$	$I_{\text{Г}}^0, \text{ кДж/ м}^3$	α
			1,1
			$I_{\text{Г}}, \text{ кДж/ м}^3$
30	373,62	0,00	37,36
100	1264,56	1482,99	1609,44
200	2548,28	2989,59	3244,42
300	3860,74	4538,49	4924,56
400	5192,36	6129,93	6649,17
500	6552,72	7758,48	8473,75
600	7951,40	9422,57	10217,71
700	9378,82	11130,08	12067,96
800	10825,40	12896,79	13979,33
900	12271,98	14692,49	15919,69
1000	13756,88	16525,60	17907,29
1100	15280,10	18362,77	19890,78
1200	16803,32	20206,01	21886,34
1400	19888,08	24038,34	26027,15
1600	23020,74	27909,05	30211,12
1800	26143,82	31856,91	34471,29
2000	29353,12	35855,22	38790,53
2200	32562,42	39898,69	43154,93

Энтальпии газов необходимы для дальнейшего расчета.

Тепловой баланс котла.

Энтальпии уходящих газов и холодного воздуха:

$$I_{\text{yz}} = 2525,03 \text{ кДж/м}^3 \text{ (при } t_{\text{yz}} = 156 \text{ }^\circ\text{C)}$$

$$I_{\text{xb}} = 205,491 \text{ кДж/м}^3 \text{ (при } t_{\text{xb}} = 15 \text{ }^\circ\text{C)}$$

По формуле (4.46) найдем потери тепла с уходящими газами:

$$q_2 = 100 \cdot \frac{I_{\text{yz}} - \alpha \cdot I_{\text{xb}}}{Q_{\text{н}}^p} \quad (4.46)$$

$$q_2 = 100 \cdot \frac{2525,03 - 1,1 \cdot 205,491}{36170} = 6,413 \%$$

Принимаем потери теплоты:

Потери теплоты от химической неполноты сгорания топлива $q_3 = 0,1 \%$;

Потери теплоты от механической неполноты сгорания $q_4 = 0 \%$ (т.к. в качестве топлива используется природный газ);

					13.03.01.2019.532.08 ПЗ	Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Потери теплоты в окружающую среду $q_5 = 0,5 \%$;

Потери физической теплоты шлака $q_6 = 0 \%$ (т.к. в качестве топлива используется природный газ).

Коэффициент полезного действия котла (брутто) рассчитывается по формуле (4.47):

$$\eta = 100 - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6) \quad (4.47)$$

$$\eta = 100 - (6,413 + 0,1 + 0,5) = 93 \%$$

Коэффициент сохранения тепла определяется по формуле (4.48):

$$\varphi = 1 - \frac{q_5}{\eta + q_5} \quad (4.48)$$

$$\varphi = 1 - \frac{0,5}{93 + 0,5} = 0,995$$

По формуле (4.49) находится расход топлива:

$$B = \frac{G_c \cdot c \cdot (t_1 - t_2)}{Q_n^p \cdot \eta}, \quad (4.49)$$

где $G = 113,95$ кг/с – расход воды через котел;

$c = 4,21$ кДж/(кг·К) – теплоемкость воды (при $\bar{t}_1 = 95^\circ\text{C}$)

$$B = \frac{113,95 \cdot 4,21 \cdot (110 - 80)}{36170 \cdot 0,93} = 0,426 \text{ м}^3/\text{с}$$

Топочная камера:

Объем топочной камеры берется из документации котла $V_T = 14,122 \text{ м}^3$, а площадь поверхности стен топочной камеры рассчитывается по формуле (4.50):

$$F_{cm} = 6 \cdot \sqrt[3]{V_T^2} \quad (4.50)$$

$$F_{cm} = 6 \cdot \sqrt[3]{14,122^2} = 36,382 \text{ м}^2$$

Полезное тепловыделение в топке рассчитывается по формуле (4.51), так как потери теплоты от химической неполноты сгорания топлива $q_3 = 0,1 \%$.

$$Q_T = \frac{Q_n^p \cdot (100 - q_3)}{100}; \quad (4.51)$$

					13.03.01.2019.532.08 ПЗ	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$Q_T = \frac{36170 \cdot (100 - 0,1)}{100} = 36130 \text{ кДж/м}^3.$$

По найденному тепловыделению определяем адиабатическую температуру по таблице 4.5: $\vartheta_a = 1876,8 \text{ }^\circ\text{C}$

Задается температурой на выходе из топки и определяется ее энтальпию по таблице 4.5: $\vartheta''_T = 1280 \text{ }^\circ\text{C}$, $I''_T = 23542,7 \text{ кДж/м}^3$.

Средняя суммарная теплоемкость продуктов сгорания определяется по формуле (4.52):

$$(VC)_{cp} = \frac{Q_T - I''_T}{\vartheta_a - \vartheta''_T} \quad (4.52)$$

$$(VC)_{cp} = \frac{36130 - 23542,7}{1876,8 - 1280} = 21,098 \text{ кДж/м}^3$$

Параметр M для камерных топок рассчитывается по формуле (4.53):

$$M = M_0 \cdot (1 - 0,4 \cdot x_T), \quad (4.53)$$

где $x_2 = 0,5$ – положение горелки относительно высоты топки,

$M_0 = 0,4$ – коэффициент, принимаемый по нормативному методу

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

По формуле (4.54) находится эффективная толщина излучающего слоя топки:

$$s_T = 3,6 \cdot \frac{V_T}{F_{cm}} \quad (4.54)$$

$$s_T = 3,6 \cdot \frac{14,122}{36,382} = 1,397 \text{ м}$$

Коэффициент поглощения газовой фазой продуктов сгорания определяется по формуле (4.55):

$$k_T = \left(\frac{7,8 + 16 \cdot r_{H_2O}}{\sqrt{10 \cdot p \cdot r_n \cdot s_T}} - 1 \right) \cdot (1 - 0,37 \cdot 10^{-3} \cdot T''_T) \cdot r_n, \quad (4.55)$$

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

$$k_T = \left(\frac{7,8 + 16 \cdot 0,183}{\sqrt{10 \cdot 0,1 \cdot 0,27 \cdot 1,397}} - 1 \right) \cdot (1 - 0,37 \cdot 10^{-3} \cdot (1280 + 273)) \cdot 0,27 = 1,898 \frac{1}{\text{м} \cdot \text{МПа}}$$

					13.03.01.2019.532.08 ПЗ	Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Далее находится коэффициент поглощения лучей частицами сажи как (4.56):

$$k_c = \frac{1,2}{1 + \alpha^2} \left(\frac{C^r}{H^r} \right)^{0,4} \cdot (1,6 \cdot 10^{-3} \cdot T_T'' - 0,5), \quad (4.56)$$

где $\frac{C^r}{H^r}$ – соотношение углерода и водорода в рабочей массе топлива определяется по формуле (4.57):

$$\frac{C^r}{H^r} = 0,12 \cdot \sum \frac{m}{n} \cdot C_m H_n \quad (4.58)$$

$$\frac{C^r}{H^r} = 0,12 \cdot \left(0,25 \cdot 94,2 + \frac{1}{3} \cdot 2,5 + \frac{3}{8} \cdot 0,4 + 0,4 \cdot 0,2 + \frac{5}{12} \cdot 0,1 \right) = 2,875$$

$$k_c = \frac{1,2}{1 + 1,1^2} (2,959)^{0,4} \cdot (1,6 \cdot 10^{-3} \cdot (1280 + 273) - 0,5) = 1,644 \frac{1}{\text{м} \cdot \text{МПа}}$$

Теперь можно определить коэффициент поглощения топочной среды по формуле (4.59):

$$k = k_{\Gamma} + m \cdot k_c, \quad (4.59)$$

где $m = 0,3$

$$k = 1,898 + 0,3 \cdot 1,644 = 2,391 \frac{1}{\text{м} \cdot \text{МПа}}$$

Критерий поглощательной способности (критерий Бугера) находится по формуле (4.60):

$$Bu = k \cdot p \cdot s_T \quad (4.60)$$

$$Bu = 2,931 \cdot 0,1 \cdot 1,379 = 0,334$$

По формуле (4.61) находится эффективное значения критерия Бугера:

$$\tilde{Bu} = 1,6 \cdot \ln \left(\frac{1,4 \cdot Bu^2 + Bu + 2}{1,4 \cdot Bu^2 - Bu + 2} \right) \quad (4.61)$$

$$\tilde{Bu} = 1,6 \cdot \ln \left(\frac{1,4 \cdot 0,334^2 + 0,334 + 2}{1,4 \cdot 0,334^2 - 0,334 + 2} \right) = 0,5$$

					13.03.01.2019.532.08 ПЗ	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Среднее значение коэффициента тепловой эффективности экранов принимаем для камерных топок $\psi_{cp} = 0,75$.

Расчетная температура на выходе из топки определяется по формуле (4.62):

$$g_T'' = \frac{T_a}{1 + M \cdot Bu^{0,3} \cdot \left[\frac{5,67 \cdot 10^{-11} \cdot \psi_{cp} \cdot F_{cm} \cdot T_a^3}{\varphi \cdot B \cdot (VC)_{cp}} \right]^{0,6}} - 273 \quad (4.62)$$

$$g_T'' = \frac{1876,8 + 273}{1 + 0,32 \cdot 0,5^{0,3} \cdot \left[\frac{5,67 \cdot 10^{-11} \cdot 0,65 \cdot 36,382 \cdot (1876,8 + 273)^3}{0,995 \cdot 0,426 \cdot 21,098} \right]^{0,6}} - 273 = 1308 \text{ }^\circ\text{C}$$

Т. к. разница между принятой температурой и рассчитанной меньше $100 \text{ }^\circ\text{C}$, то расчет можно не повторять.

Для полученной температуры уточняем энтальпию $I''_{Tp} = 24122,4 \text{ кДж/м}^3$.

Далее по формуле (4.63) определяется удельное тепловое напряжение топочного объема:

$$q_V = \frac{B \cdot Q_n^p}{V_T} \quad (4.63)$$

$$q_V = \frac{0,426 \cdot 36170}{14,122} = 1091 \text{ кВт/м}^3$$

Тепловосприятие топки найдем по формуле (4.64):

$$Q_n = \varphi \cdot (Q_T - I''_{Tp}) \quad (4.64)$$

$$Q_n = 0,995 \cdot (36170 - 24122,4) = 11950 \text{ кДж/м}^3$$

Среднее удельное тепловое напряжение поверхности нагрева экранов рассчитывается по формуле (4.65):

$$q_n = \frac{B \cdot Q_n}{F_{cm}} \quad (4.65)$$

$$q_n = \frac{0,426 \cdot 11950}{36,382} = 139,847 \text{ кВт/м}^3.$$

Расчет конвективных поверхностей:

2й ход:

Температура и энтальпия газов на входе: $g'_2 = g''_T = 1308 \text{ }^\circ\text{C}$;

									Лист
									35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2019.532.08 ПЗ				

$I'_2 = I''_T = 24120 \text{ кДж/м}^3$;
Диаметр труб: $d_2 = 0,07 \text{ м}$;
Длина труб: $l_2 = 6,105 \text{ м}$;
Количество труб: $n_2 = 72 \text{ шт.}$

Задаем температуру на выходе из 2го хода и определяем энтальпию для заданной температуры:

$g''_2 = 500 \text{ }^\circ\text{C}$;
 $I''_2 = 8413,8 \text{ кДж/ м}^3$.

Составляется уравнение баланса тепла (4.66) и находится балансовое количество тепла, отдаваемое дымовыми газами конвективным поверхностям:

$$Q_{\delta 2} = \phi \cdot (I'_2 - I''_2) \quad (4.66)$$

$$Q_{\delta 2} = 0,995 \cdot (24120 - 8473,8) = 15620 \text{ кДж/ м}^3.$$

Среднее значение температуры газов во 2м ходе находится по формуле (4.67):

$$g_{cp2} = \frac{g'_2 + g''_2}{2}; \quad (4.67)$$

$$g_{cp2} = \frac{1308 + 500}{2} = 903,948 \approx 904 \text{ }^\circ\text{C}.$$

При полученной температуре находим физические свойства дымовых газов среднего состава[15]:

$\lambda_{22} = 10,436 \cdot 10^{-2} \text{ (Вт/м} \cdot \text{К)}$;
 $\nu_{22} = 153,372 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$;
 $Pr_2 = 0,5896$.

Площадь поверхности нагрева находится по формуле (4.68):

$$H_2 = \pi \cdot n_2 \cdot d_2 \cdot l_2 \quad (4.68)$$

$$H_2 = 3,14 \cdot 72 \cdot 0,07 \cdot 6,105 = 96,664 \text{ м}^2$$

Площадь проходного сечения рассчитывается по формуле (4.69):

$$F_2 = \pi \cdot n_2 \cdot \frac{d_2^2}{4}; \quad (4.69)$$

$$F_2 = 3,14 \cdot 72 \cdot \frac{0,07^2}{4} = 0,277 \text{ м}^2.$$

Скорость газов требуется для дальнейших расчетов.

Скорость газов определяется по формуле (4.70):

					13.03.01.2019.532.08 ПЗ	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\omega_2 = \frac{B \cdot V_{\Gamma} \cdot (g_{cp2} + 273)}{273 \cdot F_2} \quad (4.70)$$

$$\omega_2 = \frac{0,426 \cdot 14,122 \cdot (904 + 273)}{273 \cdot 0,277} = 77,72 \text{ м/с}$$

Число Рейнольдса рассчитывается по формуле (4.71):

$$Re_2 = \frac{\omega_2 \cdot d_2}{\nu_{22}} \quad (4.71)$$

$$Re_2 = \frac{77,72 \cdot 0,07}{153,372 \cdot 10^{-6}} = 35470$$

Число Нуссельта для турбулентного режима при постоянном тепловом потоке определяется по формуле (4.72):

$$Nu_2 = 0,021 \cdot Re_2^{0,8} \cdot Pr_2^{0,43} \cdot \varepsilon_{l2} \quad (4.72)$$

где ε_{l2} – коэффициент, учитывающий изменение среднего коэффициента теплоотдачи по длине трубы, зависит от соотношения l_2/d_2 .

Г. к. $l_2/d_2 = 87,214$, то $\varepsilon_{l2} = 1,3$ (таблица 3-1 в [16]).

$$Nu_2 = 0,021 \cdot 35470^{0,8} \cdot 0,5896^{0,43} \cdot 1,3 = 94,931$$

Коэффициент теплоотдачи конвекцией от газа к стенке рассчитывается по формуле (4.73):

$$\alpha_{\kappa 2} = \frac{Nu_2 \cdot d_2}{\lambda_{22}} \quad (4.73)$$

$$\alpha_{\kappa 2} = \frac{94,931 \cdot 0,07}{10,436 \cdot 10^{-2}} = 63,675 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$$

Площадь поверхности стен одной трубы определяется по формуле (4.74):

$$F_{cm2} = \pi \cdot d_2 \cdot l_2 \quad (4.74)$$

$$F_{cm2} = 3,14 \cdot 0,07 \cdot 6,105 = 1,343 \text{ м}^2$$

Исходя из площади поверхности стен одной отрубы рассчитываем внутренний объем по формуле объема цилиндра.

Внутренний объем одной трубы рассчитывается по формуле (4.75):

					13.03.01.2019.532.08 ПЗ	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$V_{mp2} = \frac{\pi \cdot d_2^2}{4} \cdot l_2 \quad (4.75)$$

$$V_{mp2} = \frac{3,14 \cdot 0,07^2}{4} \cdot 6,105 = 0,023 \text{ м}^3$$

Эффективная толщина излучающего слоя находится по формуле (4.76):

$$s_2 = 3,6 \cdot \frac{V_{mp2}}{F_{cm2}} \quad (4.76)$$

$$s_2 = 3,6 \cdot \frac{0,023}{1,343} = 0,063 \text{ м}$$

Коэффициент поглощения газовой фазой продуктов сгорания определяется по формуле (4.77):

$$k_2 = \left(\frac{7,8 + 16 \cdot r_{H_2O}}{3,16 \cdot \sqrt{p \cdot r_n \cdot s_2}} - 1 \right) \cdot (1 - 0,37 \cdot 10^{-3} \cdot T_2'') \cdot r_n \quad (4.77)$$

$$k_2 = \left(\frac{7,8 + 16 \cdot 0,183}{3,16 \cdot \sqrt{0,1 \cdot 0,27 \cdot 0,063}} - 1 \right) \cdot (1 - 0,37 \cdot 10^{-3} \cdot (500 + 273)) \cdot 0,27 = 15,719 \frac{1}{\text{м} \cdot \text{МПа}}$$

Критерий поглощательной способности (критерий Бугера) находится по формуле (4.78):

$$Bu_2 = k_2 \cdot p \cdot s_2 \quad (4.78)$$

$$Bu_2 = 15,719 \cdot 0,1 \cdot 0,063 = 0,099$$

Степень черноты рассчитывается по формуле (4.79):

$$a_2 = 1 - e^{-Bu_2} \quad (4.79)$$

$$a_2 = 1 - e^{-0,099} = 0,094$$

Исходя из полученных данных, рассчитываем коэффициент теплоотдачи, который характеризует интенсивность теплообмена между поверхностью тела и окружающей средой. Коэффициент α показывает какое количество тепла передается от единицы поверхности стенки к жидкости в единицу времени при разности температур между стенкой и жидкостью в

Коэффициент теплоотдачи излучением рассчитывается по формуле (4.80):

					13.03.01.2019.532.08 ПЗ	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\alpha_{л2} = 5,67 \cdot 10^{-8} \cdot T_{cp2}^3 \cdot a_2 \cdot \frac{(a_3 + 1) \cdot \left[1 - \left(\frac{T_6}{T_{cp2}} \right)^{3,6} \right]}{2 \cdot \left(1 - \frac{T_6}{T_{cp2}} \right)}, \quad (4.80)$$

где $a_3 = 0,8$ – степень черноты загрязненных стенок;

T_{cm2} – абсолютная температура загрязненных стенок по формуле (4.81):

$$T_{cm2} = T_{cp2} + \Delta t_{cm}, \quad (4.81)$$

где $\Delta t_{cm} = 25$ К.

$$T_{cm2} = (904 + 273) + 25 = 1202 \text{ К}$$

$$\alpha_{л2} = 5,67 \cdot 10^{-8} \cdot 1177^3 \cdot 0,094 \cdot \frac{(0,8 + 1) \cdot \left[1 - \left(\frac{1202}{832 + 273} \right)^{3,6} \right]}{2 \cdot \left(1 - \frac{1202}{832 + 273} \right)} = 29,027 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$$

Коэффициент теплопередачи рассчитывается по формуле (4.82):

$$k_{2x} = \xi \cdot \psi_2 \cdot (\alpha_{к2} + \alpha_{л2}), \quad (4.82)$$

где $\xi = 1$ – коэффициент использования поверхности нагрева

$\psi_2 = 0,8$ – коэффициент тепловой эффективности поверхности нагрева

$$k_{2x} = 1 \cdot 0,8 \cdot (63,675 + 29,027) = 92,702 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$$

Расчет большего температурного напора производится по формуле (4.83):

Температуры воды во 2м ходе:

$$t'_{62} = 90^\circ\text{C}$$

$$t''_{62} = 110^\circ\text{C}$$

$$\Delta t_{62} = g'_2 - t''_{62} \quad (4.83)$$

$$\Delta t_{6} = 1308 - 110 = 1198^\circ\text{C}$$

Расчет меньшего температурного напора производится по формуле (4.83):

$$\Delta t_{м2} = g''_2 - t'_{62} \quad (4.84)$$

$$\Delta t_{м2} = 500 - 90 = 410^\circ\text{C}$$

					13.03.01.2019.532.08 ПЗ	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Средний температурный напор рассчитывается по формуле (4.85):

$$\Delta t_2 = \frac{\Delta t_{\delta 2} - \Delta t_{m2}}{\ln\left(\frac{\Delta t_{\delta 2}}{\Delta t_{m2}}\right)} \quad (4.85)$$

$$\Delta t_2 = \frac{1198 - 410}{\ln\left(\frac{1198}{410}\right)} = 734,9 \text{ }^\circ\text{C}$$

Уравнение теплопередачи рассчитывается по формуле (4.86):

$$Q_{m2} = \frac{k_{2x} \cdot \Delta t_2 \cdot H_2}{B \cdot 10^3} \quad (4.86)$$

$$Q_{m2} = \frac{92,702 \cdot 734,9 \cdot 96,644}{0,426 \cdot 10^3} = 15460 \text{ кДж/м}^3$$

Погрешность расчета 2го хода определяется по формуле (4.87):

$$\delta_2 = \frac{(Q_{\delta 2} - Q_{m2}) \cdot 100}{Q_{\delta 2}} \quad (4.87)$$

$$\delta_2 = \frac{(15620 - 15460) \cdot 100}{15620} = 1,036 \%$$

Т. к. погрешность расчета меньше 2%, то расчет 2го хода можно считать завершенным.

3й ход:

Температура и энтальпия газов на входе: $\vartheta'_3 = \vartheta''_2 = 500 \text{ }^\circ\text{C}$;

$I'_3 = I''_3 = 8414 \text{ кДж/м}^3$;

Диаметр труб: $d_3 = 0,07 \text{ м}$;

Длина труб: $l_3 = 6,105 \text{ м}$;

Количество труб: $n_3 = 48 \text{ шт.}$

Задается температура на выходе из 3го хода и определяется энтальпию для заданной температуры:

$\vartheta''_3 = 156 \text{ }^\circ\text{C}$

$I''_3 = 2492 \text{ кДж/м}^3$

Составляется уравнение баланса тепла (4.88) и находится балансовое количество тепла, отдаваемое дымовыми газами конвективным поверхностям:

$$Q_{\delta 3} = \phi \cdot (I'_3 - I''_3) \quad (4.88)$$

					13.03.01.2019.532.08 ПЗ	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$Q_{63} = 0,995 \cdot (8414 - 2492) = 5890 \text{ кДж/м}^3$$

Среднее значение температуры газов во 2м ходе находится по формуле (4.89):

$$g_{cp3} = \frac{g_3' + g_3''}{2} \quad (4.89)$$

$$g_{cp3} = \frac{500 + 156}{2} = 328 \text{ }^\circ\text{C}$$

При полученной температуре находим физические свойства дымовых газов среднего состава [15]):

$$\lambda_{23} = 5,08 \cdot 10^{-2} \text{ Вт/(м} \cdot \text{К)}$$

$$\nu_{23} = 49,89 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$$

$$Pr_{23} = 0,647.$$

Площадь поверхности нагрева находится по формуле (4.90):

$$H_3 = \pi \cdot n_3 \cdot d_3 \cdot l_3 \quad (4.90)$$

$$H_3 = 3,14 \cdot 48 \cdot 0,07 \cdot 6,105 = 64,443 \text{ м}^2$$

Площадь проходного сечения рассчитывается по формуле (4.91):

$$F_3 = \pi \cdot n_3 \cdot \frac{d_3^2}{4} \quad (4.92)$$

$$F_3 = 3,14 \cdot 48 \cdot \frac{0,07^2}{4} = 0,185 \text{ м}^2$$

Скорость газов определяется по формуле (4.93):

$$\omega_3 = \frac{B \cdot V_{\Gamma} \cdot (g_{cp3} + 273)}{273 \cdot F_3} \quad (4.93)$$

$$\omega_3 = \frac{0,426 \cdot 14,122 \cdot (328 + 273)}{273 \cdot 0,185} = 59,431 \text{ м/с}$$

Число Рейнольдса также является критерием подобия течения вязкой жидкости.

Число Рейнольдса рассчитывается по формуле (4.94):

$$Re_3 = \frac{\omega_3 \cdot d_3}{\nu_{23}} \quad (4.94)$$

					13.03.01.2019.532.08 ПЗ	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$Re_3 = \frac{59,431 \cdot 0,07}{49,89 \cdot 10^{-6}} = 83390$$

Число Нуссельта для турбулентного режима при постоянном тепловом потоке определяется по формуле (4.95):

$$Nu_3 = 0,021 \cdot Re_3^{0,8} \cdot Pr_3^{0,43} \cdot \varepsilon_{l3}, \quad (4.95)$$

где ε_{l3} – коэффициент, учитывающий изменение среднего коэффициента теплоотдачи по длине трубы, зависит от соотношения l_3/d_3 .

Т. к. $l_3/d_3 = 87,214$, то $\varepsilon_{l3} = 1,3$ (таблица 3-1 в [16])

$$Nu_3 = 0,021 \cdot 83390^{0,8} \cdot 0,647^{0,43} \cdot 1,3 = 150,91$$

Коэффициент теплоотдачи конвекцией от газа к стенке рассчитывается по формуле (4.96):

$$\alpha_{к3} = \frac{Nu_3 \cdot d_3}{\lambda_{г3}} \quad (4.96)$$

$$\alpha_{к3} = \frac{150,91 \cdot 0,07}{5,08 \cdot 10^{-2}} = 207,913 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$$

Площадь поверхности стен одной трубы определяется по формуле (4.97):

$$F_{см3} = \pi \cdot d_3 \cdot l_3 \quad (4.97)$$

$$F_{см3} = 3,14 \cdot 0,07 \cdot 6,105 = 1,343 \text{ м}^2$$

Внутренний объем одной трубы рассчитывается по формуле (4.98):

$$V_{мп3} = \frac{\pi \cdot d_3^2}{4} \cdot l_3 \quad (4.98)$$

$$V_{мп3} = \frac{3,14 \cdot 0,07^2}{4} \cdot 6,105 = 0,023 \text{ м}^3$$

Эффективная толщина излучающего слоя находится по формуле (4.99):

$$s_3 = 3,6 \cdot \frac{V_{мп3}}{F_{см3}} \quad (4.99)$$

$$s_3 = 3,6 \cdot \frac{0,023}{1,343} = 0,063 \text{ м}$$

					13.03.01.2019.532.08 ПЗ	Лист
						42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Коэффициент поглощения газовой фазой продуктов сгорания определяется по формуле (4.100):

$$k_3 = \left(\frac{7,8 + 16 \cdot r_{H_2O}}{3,16 \cdot \sqrt{p \cdot r_n \cdot s_3}} - 1 \right) \cdot \left(1 - 0,37 \cdot 10^{-3} \cdot T_3'' \right) \cdot r_n \quad (4.100)$$

$$k_3 = \left(\frac{7,8 + 16 \cdot 0,183}{3,16 \cdot \sqrt{0,1 \cdot 0,27 \cdot 0,063}} - 1 \right) \cdot \left(1 - 0,37 \cdot 10^{-3} \cdot (156 + 273) \right) \cdot 0,27 = 18,538 \frac{1}{\text{м} \cdot \text{МПа}}$$

Критерий поглощательной способности (критерий Бугера) находится по формуле (4.101):

$$Bu_3 = k_3 \cdot p \cdot s_3 \quad (4.101)$$

$$Bu_3 = 18,538 \cdot 0,1 \cdot 0,063 = 0,117$$

Степень черноты рассчитывается по формуле (4.102):

$$a_3 = 1 - e^{-Bu_3} \quad (4.102)$$

$$a_3 = 1 - e^{-0,117} = 0,11$$

Коэффициент теплоотдачи излучением рассчитывается по формуле (4.103):

$$\alpha_{л3} = 5,67 \cdot 10^{-8} \cdot T_{cp3}^3 \cdot a_3 \cdot \frac{(a_3 + 1) \cdot \left[1 - \left(\frac{T_{cm3}}{T_{cp3}} \right)^{3,6} \right]}{2 \cdot \left(1 - \frac{T_{cm3}}{T_{cp3}} \right)}, \quad (4.103)$$

где $a_3 = 0,8$ – степень черноты загрязненных стенок;

T_{cm3} – абсолютная температура загрязненных стенок по формуле (4.104):

$$T_{cm3} = T_{cp3} + \Delta t_{cm}, \quad (4.104)$$

где $\Delta t_{cm} = 25$ К.

$$T_{cm2} = (328 + 273) + 25 = 626 \text{ К}$$

Далее подставляются числовые значения для определения коэффициента теплоотдачи излучением в третьем ходе котла.

					13.03.01.2019.532.08 ПЗ	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\alpha_{л3} = 5,67 \cdot 10^{-8} \cdot (3284 + 273)^3 \cdot 0,11 \cdot \frac{(0,8 + 1) \cdot \left[1 - \left(\frac{626}{328 + 273} \right)^{3,6} \right]}{2 \cdot \left(1 - \frac{626}{328 + 273} \right)} = 4,616 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}).$$

Коэффициент теплопередачи рассчитывается по формуле (4.105):

$$k_{3x} = \xi \cdot \psi_3 \cdot (\alpha_{к3} + \alpha_{л3}), \quad (4.105)$$

где $\xi = 1$ – коэффициент использования поверхности нагрева

$\psi_3 = 0,8$ – коэффициент тепловой эффективности поверхности нагрева

$$k_{3x} = 1 \cdot 0,8 \cdot (207,913 + 4,616) = 195,527 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$$

Расчет большего температурного напора между греющим и нагреваемым теплоносителем производится по формуле (4.106).

Температуры воды во 2м ходе:

$$t'_{в3} = 80^\circ\text{C}$$

$$t''_{в3} = 90^\circ\text{C}$$

$$\Delta t_{\delta 3} = g'_3 - t''_{\delta 3} \quad (4.106)$$

$$\Delta t_{\delta 3} = 500 - 90 = 410^\circ\text{C}$$

Меньший температурный напор определяется по формуле (4.107)

$$\Delta t_{м3} = g''_3 - t'_{\delta 3} \quad (4.107)$$

$$\Delta t_{м3} = 156 - 80 = 76^\circ\text{C}$$

Средний температурный напор рассчитывается по формуле (4.108):

$$\Delta t_3 = \frac{\Delta t_{\delta 3} - \Delta t_{м3}}{\ln \left(\frac{\Delta t_{\delta 3}}{\Delta t_{м3}} \right)} \quad (4.108)$$

$$\Delta t_3 = \frac{410 - 76}{\ln \left(\frac{410}{76} \right)} = 196,251^\circ\text{C}$$

Уравнение теплопередачи рассчитывается по формуле (4.109):

$$Q_{m3} = \frac{k_{3x} \cdot \Delta t_3 \cdot H_3}{B \cdot 10^3} \quad (4.109)$$

					13.03.01.2019.532.08 ПЗ	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$Q_{m3} = \frac{195,526 \cdot 196,251 \cdot 64,643}{0,426 \cdot 10^3} = 5807 \text{ кДж/м}^3$$

Погрешность расчета 3го хода определяется по формуле (4.110):

$$\delta_3 = \frac{(Q_{б3} - Q_{m3}) \cdot 100}{Q_{б3}} \quad (4.110)$$

$$\delta_3 = \frac{(5890 - 5807) \cdot 100}{5890} = 1,415 \%$$

Т. к. погрешность расчета меньше 2%, то расчет 3го хода можно считать завершённым.

Поверочный тепловой баланс котла.

Для определения точности расчета определяется невязка теплового баланса котла из уравнения (4.111):

$$\frac{Q_H^p \cdot \eta}{100} = Q_l + Q_{m2} + Q_{m3} \quad (4.111)$$

Правая и левая части рассчитываются отдельно по формулам (4.112), (4.113):

$$\bar{\sigma}_1 = \frac{Q_H^p \cdot \eta}{100} \quad (4.112)$$

$$\bar{\sigma}_1 = \frac{36170 \cdot 93}{100} = 33630 \text{ кДж/м}^3$$

$$\bar{\sigma}_2 = Q_l + Q_{m2} + Q_{m3} \quad (4.113)$$

$$\bar{\sigma}_2 = 11950 + 15620 + 5890 = 33460 \text{ кДж/м}^3$$

Невязка теплового баланса определяется по формуле (4.114):

$$\Delta \bar{\sigma} = \frac{\bar{\sigma}_1 - \bar{\sigma}_2}{\bar{\sigma}_1} \cdot 100 \quad (4.114)$$

$$\Delta \bar{\sigma} = \frac{33630 - 33460}{33630} \cdot 100 = 0,5 \%$$

Т. к. невязка не превышает 0,5%, то расчет можно считать верным [17].

Из расчета проверяется температура уходящих газов – 156 °С, количество труб во втором и третьем ходе – 72 и 48 соответственно, а также количество тепла в топке и ходах – 33460 кДж/м³.

					13.03.01.2019.532.08 ПЗ	Лист
						45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4.6 Расчет пластинчатого теплообменника

В данном разделе ВКР выполняется тепловой расчет ПТО для нагрева сетевой воды, идущей в отопительные установки потребителя, водой из котлового контура.

ПТО – устройство, в котором происходит теплопередача от нагретого теплоносителя к нагреваемой среде через стальные, медные, графитовые, титановые гофрированные пластины, которые стянуты в пакет. ГВС и сетевая вода слои взаимодействуют друг с другом[18].

Исходные данные:

Массовый расход нагреваемого теплоносителя (сетевая вода): $G_2 = 707,124$ т/ч = 196,47 кг/с.

Начальная температура нагреваемого теплоносителя: $t'_2 = 70$ °С.

Конечная температура нагреваемого теплоносителя: $t''_2 = 95$ °С.

Начальная температура греющего теплоносителя: $t'_1 = 110$ °С.

Конечная температура греющего теплоносителя: $t''_1 = 80$ °С.

Рабочее давление в аппарате: $p = 1,6$ МПа = 16 бар.

Располагаемый напор со стороны греющего теплоносителя:
 $\Delta p_1 = 30$ кПа = 3000 кгс/м².

Располагаемый напор со стороны нагреваемого теплоносителя:
 $\Delta p_2 = 40$ кПа = 4000 кгс/м².

Теплофизические свойства греющего теплоносителя при средней температуре

$$t_{cp1} = \frac{110 + 80}{2} = 95 \text{ °С}$$

Плотность: $\rho_1 = 961,85$ кг/м³,

Удельная теплоёмкость: $c_1 = 4214$ Дж/(кг·К),

Коэффициент теплопроводности: $\lambda_1 = 0,68$ Вт/(м·К),

Кинематическая вязкость: $\nu_1 = 0,312 \cdot 10^{-6}$ м²/с.

Теплофизические свойства нагреваемого теплоносителя при средней температуре $t_{cp1} = 82,5$ °С:

Плотность: $\rho_2 = 970,2$ кг/м³,

Удельная теплоёмкость: $c_2 = 4198$ Дж/(кг·К),

Коэффициент теплопроводности: $\lambda_2 = 0,671$ Вт/(м·К),

Кинематическая вязкость: $\nu_2 = 0,357 \cdot 10^{-6}$ м²/с.

Поверхность теплопередачи одной пластины: $F_1 = 0,121$ м²,

Эквивалентный диаметр межпластинного канала: $d_s = 0,00897$ м,

Толщина пластины: $\delta_{cm} = 0,6$ мм,

Материал – Сталь ХН28МДТ

Коэффициент теплопроводности материала: $\lambda_{cm} = 13,1$ Вт/(м·К).

					13.03.01.2019.532.08 ПЗ	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Тепловой расчет теплообменника:

По формуле (4.115) определяется количество тепла, передаваемого в единицу времени:

$$Q = G_2 \cdot c_2 \cdot (t''_2 - t'_2) \quad (4.115)$$

$$Q = 196,45 \cdot 4198 \cdot (95 - 70) = 206,2 \cdot 10^5 \text{ Вт}$$

Объемный расход нагреваемого теплоносителя находится по формуле (4.116):

$$V_2 = \frac{G_2}{\rho_2} \quad (4.116)$$

$$V_2 = \frac{196,45}{970,2} = 0,202 \text{ м}^3/\text{с}$$

Расход греющей воды определяется по формулам (4.117) для массового и (4.118) для объемного:

$$G_1 = \frac{Q}{c_1 \cdot (t'_1 - t''_1)} \quad (4.117)$$

$$G_1 = \frac{206,2 \cdot 10^5}{4187 \cdot (110 - 80)} = 163,091 \text{ кг/с}$$

$$V_1 = \frac{G_1}{\rho_1} \quad (4.118)$$

$$V_1 = \frac{163,091}{961,85} = 0,17 \text{ м}^3/\text{с}$$

По формулам (4.119) и (4.120) вычисляются средние температурные напоры:

$$\Delta t_{\bar{\theta}} = t'_1 - t''_2 \quad (4.119)$$

$$\Delta t_m = t''_1 - t'_2 \quad (4.120)$$

Схема потоков (противоток):

$$110 \text{ }^\circ\text{C} \rightarrow 80 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$95 \text{ }^\circ\text{C} \leftarrow 70 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\Delta t_{\bar{\theta}} = (110 - 95) \text{ }^\circ\text{C} = 15 \text{ }^\circ\text{C}$$

					13.03.01.2019.532.08 ПЗ	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\Delta t_m = (80 - 70) \text{ }^\circ\text{C} = 10 \text{ }^\circ\text{C}$$

Средний температурный напор находится по формуле (4.121):

$$\Delta \bar{t} = \frac{\Delta t_\delta - \Delta t_m}{2,3 \cdot \lg \frac{\Delta t_\delta}{\Delta t_m}} \quad (4.121)$$

$$\Delta \bar{t} = \frac{15 - 10}{2,3 \cdot \lg \frac{15}{10}} = 12,35 \text{ }^\circ\text{C}$$

Определяем рациональную скорость движения нагреваемого теплоносителя в каналах теплообменника.

Для ориентировочного расчета скорости w_2 принимаем:

$\alpha_2 = 13000 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$ – коэффициент теплоотдачи;

$\xi_2 = 2,4$;

$t_{cm}^{cp} = (t_1^{cp} + t_2^{cp}) / 2 = (95 + 82,5) = 88,75 \text{ }^\circ\text{C}$.

Производится расчет скорости по следующей формуле (4.122):

$$\omega_2 = 2 \cdot \sqrt[3]{\frac{\alpha_2 \cdot (t_{cm}^{cp} - t_2^{cp}) \cdot \Delta p_2}{c_2 \cdot (t_2' - t_2'') \cdot \rho_2^2 \cdot \xi_2}} \quad (4.122)$$

$$\omega_2 = 2 \cdot \sqrt[3]{\frac{13000 \cdot (88,75 - 82,5) \cdot 40000}{4198 \cdot (95 - 70) \cdot 970,2^2 \cdot 2,4}} = 0,479 \text{ м/с}$$

Критерий Рейнольдса для потока нагреваемого теплоносителя определяется по формуле (4.123):

$$Re_2 = \frac{\omega_2 \cdot d_\varepsilon}{\nu_2} \quad (4.123)$$

$$Re_2 = \frac{0,479 \cdot 0,00897}{0,357 \cdot 10^{-6}} = 12030$$

Проверяется принятое значение коэффициента общего гидравлического сопротивления по формуле (4.124):

$$\xi_2 = \frac{22,4}{Re_2^{0,25}} \quad (4.124)$$

$$\xi_2 = \frac{22,4}{12030^{0,25}} = 2,2$$

					13.03.01.2019.532.08 ПЗ	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Это достаточно близко к принятому $\xi_2 = 2,4$.

Критерий Прандтля Pr_2 и Pr_{cm} для воды равны:

при $t^{cp}_2 = 82,5 \text{ }^\circ\text{C} \rightarrow Pr_2 = 2,173$,

при $t^{cp}_{ст} = 88,75 \text{ }^\circ\text{C} \rightarrow Pr_{cm} = 2,004$.

По формуле (4.125) вычисляется критерий Нуссельта со стороны нагреваемого теплоносителя:

$$Nu_2 = 0,135 \cdot Re_2^{0,73} \cdot Pr_2^{0,43} \cdot \left(\frac{Pr_2}{Pr_{cm}} \right)^{0,25} \quad (4.125)$$

$$Nu_2 = 0,135 \cdot 12030^{0,73} \cdot 2,173^{0,43} \cdot \left(\frac{2,173}{2,004} \right)^{0,25} = 183,048$$

По формуле (4.126) находим коэффициент теплоотдачи от нагреваемого теплоносителя к стенке по полученному значению Nu_2 :

$$\alpha'_2 = \frac{Nu_2 \cdot \lambda_2}{d_s} \quad (4.126)$$

$$\alpha'_2 = \frac{183,048 \cdot 0,671}{0,00897} = 13692 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$$

Погрешность рассчитывается по формуле (4.127):

$$\delta = \frac{\alpha_2 - \alpha'_2}{\alpha_2} \cdot 100 \quad (4.127)$$
$$\delta = \frac{13000 - 13692}{13000} \cdot 100 = 4,9 \%$$

Допустимая погрешность 5 %, следовательно расчет верный.

Аналогично определяется рациональная скорость движения греющего теплоносителя в каналах теплообменника.

Для ориентировочного расчета скорости w_1 принимается:

$\alpha_1 = 12000 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$ – коэффициент теплоотдачи;

$\xi_1 = 2,4$;

$t^{cp}_{cm} = (t^{cp}_1 + t^{cp}_2)/2 = (95 + 82,5) = 88,75 \text{ }^\circ\text{C}$.

Производится расчет скорости по следующей формуле (4.128):

$$\omega_1 = 2 \cdot \sqrt[3]{\frac{\alpha_1 \cdot (t_1^{cp} - t_{cm}^{cp}) \cdot \Delta p_1}{c_1 \cdot (t_1' - t_1'') \cdot \rho_1^2 \cdot \xi_1}} \quad (4.128)$$

					13.03.01.2019.532.08 ПЗ	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\omega_1 = 2 \cdot \sqrt[3]{\frac{12000 \cdot (95 - 88,75) \cdot 30000}{4214 \cdot (110 - 80) \cdot 961,85^2 \cdot 2,4}} = 0,4 \text{ м/с}$$

Критерий Рейнольдса для потока греющего теплоносителя определяется по формуле (4.129):

$$Re_1 = \frac{\omega_1 \cdot d_9}{\nu_1}; \quad (4.129)$$

$$Re_1 = \frac{0,401 \cdot 0,008}{0,312 \cdot 10^{-6}} = 11510.$$

Проверяется принятое значение коэффициента общего гидравлического сопротивления по формуле (4.130):

$$\xi_1 = \frac{22,4}{Re_1^{0,25}} \quad (4.130)$$

$$\xi_2 = \frac{22,4}{11510^{0,25}} = 2,23$$

Это достаточно близко к принятому $\xi_1 = 2,4$.

Критерий Прандтля Pr_1 и Pr_{cm} для воды равны:

при $t^{cp}_1 = 95 \text{ }^\circ\text{C} \rightarrow Pr_1 = 1,865$,

при $t^{cp}_{cm} = 88,75 \text{ }^\circ\text{C} \rightarrow Pr_{cm} = 2,004$.

Вычисляется критерий Нуссельта со стороны греющего теплоносителя по формуле (4.131):

$$Nu_1 = 0,135 \cdot Re_1^{0,73} \cdot Pr_1^{0,43} \cdot \left(\frac{Pr_1}{Pr_{cm}} \right)^{0,25} \quad (4.131)$$

$$Nu_1 = 0,135 \cdot 10282^{0,73} \cdot 1,865^{0,43} \cdot \left(\frac{1,865}{2,004} \right)^{0,25} = 159,741$$

По формуле (4.132) находится коэффициент теплоотдачи от греющего теплоносителя к стенке по полученному значению Nu_1 :

$$\alpha_1 = \frac{Nu_1 \cdot \lambda_1}{d_9} \quad (4.132)$$

					13.03.01.2019.532.08 ПЗ	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\alpha_1 = \frac{147,1 \cdot 0,681}{0,008} = 12110 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$$

Погрешность рассчитывается по формуле (4.133):

$$\delta = \frac{\alpha_1 - \alpha'_1}{\alpha_1} \cdot 100 \quad (4.133)$$

$$\delta = \frac{12000 - 12110}{12000} \cdot 100 = 1 \%$$

Допустимая погрешность 5%, следовательно расчет верный.

Определяется термическое сопротивление стенки пластины и загрязнений на ней:

а) термическое сопротивление загрязнений на стенке по стороне греющего теплоносителя:

$$R_{31} = 0,00023 \text{ м}^2 \cdot \text{К}/\text{Вт}$$

б) термическое сопротивление стенки из стали марки ХН28МДТ при толщине стенки $\delta_{cm} = 0,6$ мм определяется по формуле (4.134):

$$R_{cm} = \frac{\delta_{cm}}{\lambda_{cm}} \quad (4.134)$$

$$\frac{\delta_{cm}}{\lambda_{cm}} = \frac{0,0006}{13,4} = 0,000045 \text{ м}^2 \cdot \text{К}/\text{Вт}$$

в) термическое сопротивление загрязнений на стенке по стороне нагреваемого теплоносителя []:

$$R_{32} = 0,00023 \text{ м}^2 \cdot \text{К}/\text{Вт}.$$

По формуле (4.135) вычисляется коэффициент теплопередачи:

$$k = \frac{1}{\left(\frac{1}{\alpha_1}\right) + R_{31} + \left(\frac{\delta_{cm}}{\lambda_{cm}}\right) + R_{32} + \left(\frac{1}{\alpha_2}\right)} \quad (4.135)$$

$$k = \frac{1}{\left(\frac{1}{12503,5}\right) + 0,00023 + 0,000045 + 0,00023 + \left(\frac{1}{14132,94}\right)} = 1455 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$$

					13.03.01.2019.532.08 ПЗ	Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

По формуле (4.136) определяется общая поверхность теплопередачи аппарата:

$$F_a = \frac{Q}{k \cdot \Delta t} \quad (4.136)$$

$$F_a = \frac{1947000}{1525 \cdot 12.35} = 1150 \text{ м}^2$$

Принимаем ближайшую стандартную поверхность по ГОСТ 15518-87. Аппараты теплообменные пластинчатые [19]:

$$F'_a = \frac{1150}{4} \approx 300 \text{ м}^2$$

По полученному результату выбираются четыре пластинчатых теплообменника «РИДАН» №НН62 со следующими характеристиками, представленными в Таблице 4,6.

Таблица 4.6 – Техническая характеристика ПТР «РИДАН» №НН62

Тип ТО	Площадь одной пластины, м ²	Площадь теплообмена, макс., м ²	Расход, макс, м ³ /ч
НН№62	0,68	328,44	350

4.7 Подбор оборудования на блочно-модульную котельную микрорайона «Западный луч»

В результате расчета нагрузок на отопление и ГВС была получена суммарная нагрузка 28 МВт, в связи с этим были выбраны водогрейные жаротрубные котлы КВСА-15due 15 МВт в количестве 2 штуки.

В таблице 4.7 представлена характеристика котла КВСА-15due.

Таблица 4.7 – Характеристика котла Октан КВСА-15due

Номинальная теплопроизводительность, кВт	15000
Максимальная температура воды, °С	115
Минимальная температура воды на входе в котел, °С	60
Максимальное рабочее давление воды, МПа	0,6
КПД, %	93,9
Расход дымовых газов, кг/с	6,52
Температура уходящих газов, °С	156
Стоимость, тыс. руб	3 642,157

Для котлов КВСА-15due 15 МВт подбираются газовые горелки Weishaupt WKG80/3- А мощностью 15,975 МВт каждая, в количестве 2 штуки. В таблице 4.8 представлены технические характеристики газовых горелок[20].

Таблица 4.8 – Характеристики газовой горелки Weishaupt WKG80/3- А

	Weishaupt WKG80/3- А
Номинальная мощность, МВт	15,975
Потребляемая мощность на запуске, Вт	746
Потребляемая мощность при эксплуатации, Вт	140
Допустимые виды топлива	Природный газ, сжиженный газ
Стоимость, тыс. руб	2 658,452

СТ работает по зависимой схеме, так как вода циркулирует в котловом и сетевом контуре, в связи с этим необходимы ПТО. Расход в сетевом контуре составляет 707 т/ч, по нему был произведен расчет площади поверхности теплообмена в предыдущей главе и подобраны теплообменные аппараты РИДАН НН 62 в количестве 4 штуки. В таблице 4.9 представлены технические характеристики пластинчатого разборного теплообменника РИДАН НН 62[21].

Таблица 4.9 – Технические характеристики пластинчатого теплообменника РИДАН НН 62

Тип ТО	Площадь одной пластины, м ²	Площадь теплообмена, макс, м ²	Расход, макс, м ³ /ч	Стоимость, тыс. руб
НН№62	0,68	328,44	350	692,995

Для циркуляции воды в сетевом и котловом контурах необходимо подобрать насосы. По расходу 707 т/ч подбираются 4 насосов марки Wilo CronoLine IL 100/210-37/2.[22] Характеристики насоса представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Технические характеристики циркуляционного насоса Wilo CronoLine IL 100/210-37/2

Тип	WILO CronoLine IL100/210-37/2
1	2
Артикул	2036376R
Специальное исполнение для рабочего давления, бар.	25
Диапазон температур при +40 °С	-20...+140 °С

Продолжение Таблицы 4.10

Диапазон температур при +40 °С	-20...+140 °С
Диапазон температур при +40 °С	-20...+140 °С
Диапазон температур при +40 °С	-20...+140 °С
Температура окружающей среды, макс., °С	40
Номинальный внутренний диаметр фланца, мм	DN 100
Частота вращения n, об/мин	2900
Стоимость, тыс. руб.	284,182

Для котлового контура выбираются 2 циркуляционных насоса GRUNDFOS CLM 150-278, т.к. расход в котловом контуре составляет 230 кг/с[23]. Далее в таблице 4.11 представлены характеристики насосов GRUNDFOS CLM 150 - 278.

Таблица 4.11 – Технические характеристики циркуляционного насоса GRUNDFOS CLM 150 - 278

Тип	GRUNDFOS CLM 150 - 278
Напор, м	20
Расход, м ³ /ч	240
Стоимость, тыс. руб	282,578

Также выбираются подпиточные насосы для сетевого контура и котлового контура. Для подпитки котлового контура выбирается подпиточный насос GRUNDFOS CH 2-30 в количестве 2 штук, а на подпитку сетевого контура выбирается 2 насоса марки GRUNDFOS CH 4-40[23]. Характеристики данных агрегатов представлены в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Технические характеристики подпиточных насосов GRUNDFOS CH 2-30 и GRUNDFOS CH 4-40

Тип	GRUNDFOS CH 2-30	GRUNDFOS CH 4-40
Напор, м	20	30
Расход, м ³ /ч	2	10
Стоимость, тыс. руб	13,737	16,597

Также в котельной предусматриваются баки-дозаторы, расширительные баки, предназначенные для приема избытка воды при ее расширении вследствие нагрева, баки-запаса, используемые для резервов воды, умягчительные баки, обеспечивающие качество воды, соответствующее регламенту, запорно-регулирующая арматура, предназначенная для регулирования параметров рабочей среды и т.п.[24–26]. Данные по всему оборудованию котельной сведены

в таблицу 4.13, в которой показана спецификация оборудования котельной, для чертежа плана котельной на отметке 0.000.

Таблица 4.13 – Спецификация оборудования котельной микрорайона «Западный луч»

Позиция	Наименование и техническая характеристика	Завод-изготовитель	Тип, марка	Единица измерения	Кол-во
	1	2	3	4	5
К1	Котел водогрейный Q=15000 кВт	ОКТАН	КВСА-15due	шт.	2
К1.1	Горелка газовая Q=15000кВт	Weishaupt	WKG80/3-A	шт.	2
К2	Теплообменник нагрева сетевой воды	РИДАН	НН62	шт.	4
К3	Насос циркуляционный котлового контура (G=240 м ³ /ч, H=20 м)	GRUNDFOS	CLM 150-278	шт.	3
К4	Насос циркуляционный сетевого контура	WILO	IL 100/210-37/2	шт.	5
К5	Насос подпиточный котлового контура (G=2 м ³ /ч, H=20м)	GRUNDFOS	CH 2-30	шт.	2
К6	Насос подпиточный сетевого контура (G=10 м ³ /ч, H=30м)	GRUNDFOS	CH 4-40	шт.	2
К7	Фильтр сетчатый фланцевый (Dy 250)	–	V821	шт.	2
К8	Бак расширитель- ный мембранный (V=1000 л)	Wester Line	WRV-1000	шт.	6
К9	Бак запаса водопроводной воды (V=5 м ³)	–	ATV 5000	шт.	2
К10	Умягчитель непрерывного действия (G=1,7 м ³ /ч)	Petair Water	TS 85-10M	шт.	3

					13.03.01.2019.532.08 ПЗ	Лист
						55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Продолжение Таблицы 4.13

	1	2	3	4	5
K15	Бак расширительный мембранный сетевого контура	–	–	шт.	1
1	Затвор поворотный межфланцевый (Dy350)	Cimberio	VP3448	шт.	3
2	Затвор поворотный межфланцевый (Dy250)	Cimberio	VP3448	шт.	4
3	Затвор поворотный дисковый межфланцевый (Dy200)	TECOFI	–	шт.	28
4	Воздухоотводчик (старого образца)	–	–	шт.	3
5	Кран шаровый (Dy80)	LD	–	шт.	14
6	Кран шаровый полнопроходной муфтовый (Dy50)	IVR	тип 56	шт.	12
7	Кран шаровый полнопроходной муфтовый (Dy32)	IVR	тип 56	шт.	4
8	Кран шаровый полнопроходной муфтовый (Dy25)	IVR	тип 56	шт.	8
9	Воздухоотводчик (Dy15)	–	–	шт.	3
10	Обратный створчатый клапан межфланцевый (Dy200)	Tecofi	CB 5440	шт.	8
11	Обратный клапан створчатый (Dy80)	Tecofi	–	шт.	2
12	Обратный клапан (Dy32)	RVC	–	шт.	2

Продолжение Таблицы 4.13

	1	2	3	4	5
13	Фильтр магнитный фланцевый (Dy200)	–	ФМФ	шт.	3
14	Трехходовой смеситель фланцевый (Dy150)	ESBE	3F150	шт.	6
15	Клапан предохранительный (Dy150)	SAFE	–	шт.	6
16	Регулятор давления (Dy50)	–	–	шт.	1
17	Регулятор давления (Dy32)	–	–	шт.	1
18	Счетчик холодной воды (Dy50)	Водоприбор Майнеке - Москва	BCX-50	шт.	1
19	Счетчик холодной воды (Dy32)	ZENNER	–	шт.	2
20	Счетчик горячей воды (Dy150)	Водоприбор Майнеке - Москва	BMГ-150	шт.	2
21	Клапан предохранительный (Dy200)	–	–	шт.	4
22	Кран шаровый полнопроходной (Dy200, P _v =1,6 МПа)	–	–	шт.	1
23	Задвижка дисковая с выдвижным штоком (Dy200, P _y =1,6 МПа)	–	–	шт.	6
24	Счетчик холодной воды (Dy50)	ZENNER	–	шт.	1
25	Фильтр (Dy32)	–	–	шт.	1

Окончание Таблицы 4.13

	1	2	3	4	5
26	Фильтр латунный (Dy50)	–	–	шт.	1
27	Кран шаровый (Dy20, P _y =1,6 МПа)	–	–	шт.	2
28	Кран шаровый (Dy50, P _y =1,6 МПа)	LD	–	шт.	1
29	Кран шаровый (Dy15)	Bugatti	–	шт.	2
30	Кран шаровый (Dy15)	General Fittings	–	шт.	2

Выбор оборудования закончен.

					13.03.01.2019.532.08 ПЗ	Лист
						58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ

Автономная блочно-модульная котельная для своей работы требует сжигания топлива – природного газа. В результате горения смеси газа и воздуха образуется не мало вредных веществ, которые выбрасываются в атмосферу через дымовую трубу. Вредными веществами являются такие продукты сгорания: окись углерода (CO), двуокись серы (SO₂), окислы азота (NO) и др.

Углерод выбрасывается в атмосферу по большей части в виде углекислого газа (CO₂) и по меньшей – окиси углерода. Углекислый газ в принципе не является токсичным веществом, но допускать большое количество его выбросов в атмосферу не желательно. Окись углерода в отличие от углекислого газа – токсичное вещество. Поэтому необходимо обеспечивать оптимальное горение в топке котла, при котором будет образовываться незначительно количество окиси углерода в дымовых уходящих газах.

Также в топочной камере котла при сгорании природного газа образуется окись азота, которая по мере движения по газовому тракту котла доокисляется и превращается в двуокись азота (NO₂). Двуокись азота более токсична чем окись азота.

Если же котельная работала бы на твердом топливе, то помимо веществ описанных выше, в атмосферу бы выбрасывалась летучая зола и частицы несгоревшего топлива[27–29].

Основным способом борьбы с выбросами вредных веществ в атмосферу является установка дымовой трубы. Дымовая труба необходима для рассеивания загрязняющих веществ. Для правильного рассеивания требуется оптимальная высота дымовой трубы. Высота дымовой трубы рассчитывается по методическому пособию А.И. Грибанова «Вопросы экологии в промышленной теплоэнергетике»[28].

Для расчета высоты трубы необходима знать концентрацию вредных веществ в атмосфере. Расчет концентрации выполняется согласно методике ОНД – 86 «Методика расчета концентрации в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий»[29]. Расчет необходимо выполнять для наиболее неблагоприятных условия рассеивания загрязняющих веществ и для летнего, и для зимнего режима. Для летнего режима температура наружного воздуха составляет 22,8 °С, а для зимнего – (–15,5) °С.

5.1 Расчет высоты дымовой трубы на летний и зимний режимы

Исходные данные для зимнего режима:

$t_g = -15,5\text{ °C}$ – температура наружного воздуха;

$t_2 = 156\text{ °C}$ – температура газов на выходе из дымовой трубы;

$\alpha = 1,1$ – коэффициент избытка воздуха;

$P_n = 760$ мм. рт. ст. – атмосферное давление газов, при нормальных условиях;

					13.03.01.2019.532.08 ПЗ	Лист
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$T_n = 273$ К – температура газов, при нормальных условиях;

$P_p = 755,66$ мм. рт. ст. – атмосферное давление газов, при рабочих условиях;

$T_p = 429$ К – температура газов, при рабочих условиях;

$B = 0,426$ м³/с – расход топлива на 1 котел:

Топливо – природный газ (Бухара-Урал).

Объем газов при нормальных условиях взяты из главы 4.3.3 и сведены в таблицу 5.1

Таблица 5.1 – Объемы дымовых газов при нормальных условиях

$V_0, \text{м}^3/\text{м}^3$	$V_{CO_2}, \text{м}^3/\text{м}^3$	$V_{H_2O}^0, \text{м}^3/\text{м}^3$	$V_{N_2}^0, \text{м}^3/\text{м}^3$	$V_n, \text{м}^3/\text{м}^3$
9,58	1,017	2,145	7,594	11,729

Действительный объем дымовых газов по условию выхода из дымовой трубы определяется по формуле (5.2) из соотношения (5.1):

$$\frac{P_n \cdot V_n}{T_n} = \frac{P_p \cdot V_p}{T_p} \quad (5.1)$$

$$V_p = \frac{P_n \cdot V_n \cdot T_p}{T_n \cdot P_p} \quad (5.2)$$

$$V_p = \frac{760 \cdot 11,729 \cdot 429}{273 \cdot 755,66} = 18,537 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Объемный расход дымовых газов в единицу времени с учетом работы двух котлов рассчитывается по формуле (5.3):

$$V = V_p \cdot B \cdot 2 \quad (5.3)$$

$$V_p = 18,537 \cdot 0,426 \cdot 2 = 15,794 \text{ м}^3/\text{с}$$

Выброс окислов азота рассчитывается для котла по формуле (5.4):

$$M_{NO_2} = B \cdot 2 \cdot K_{NO_2} \cdot Q_n^p \cdot \beta_k \cdot (1 - \beta), \quad (5.4)$$

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

β_k – коэффициент, учитывающий тип горелок, $\beta_k = 1,6$;

					13.03.01.2019.532.08 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

K_{NO_2} – параметр, характеризующий количество окислов азота, образующихся на ГДж теплоты определяется по формуле (5.5):

$$K_{NO_2} = 0,013 \cdot \sqrt{2 \cdot B \cdot Q_H^p} + 0,03 \quad (5.5)$$

$$K_{NO_2} = 0,013 \cdot \sqrt{2 \cdot 0,426 \cdot 36,17} + 0,03 = 0,102 \text{ г/ГДж}$$

$$M_{NO_2} = 0,426 \cdot 2 \cdot 0,102 \cdot 36,1 \cdot 1,6 \cdot (1 - 0) = 5,038 \text{ г/с}$$

Задаётся скорость дымовых газов на выходе из дымовой трубы $\omega = 20$ м/с. По формуле (5.6) определяется диаметр дымовой трубы:

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot V}{\pi \cdot \omega}} \quad (5.6)$$

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot 15,794}{3,14 \cdot 20}} = 1,003 \text{ м}$$

Выбирается ближайший стандартный диаметр металлической трубы $D_0 = 1000$ мм.

Уточняется скорость выхода дымовых газов по формуле (5.7):

$$\omega' = \frac{4 \cdot V}{\pi \cdot D^2} \quad (5.7)$$

$$\omega' = \frac{4 \cdot 15,794}{3,14 \cdot 1^2} = 20,109 \text{ м/с}$$

Для определения высоты дымовой трубы используется графический метод. Для этого в системе координат по оси ОХ откладывается заданная высота (h_3), по оси ОУ откладывается расчетная высота (h_p).

В последовательных приближениях будут приняты три высоты для зимнего режима:

- 1) $h'_3 = 30$ м;
- 2) $h'_3 = 5$ м;
- 3) $h'_3 = 20$ м.

И для летнего:

- 1) $h'_3 = 10$ м;
- 2) $h'_3 = 5$ м;
- 3) $h'_3 = 15$ м.

Первое приближение, принимается высота трубы:

					13.03.01.2019.532.08 ПЗ	Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$h'_3 = 30 \text{ м}$$

Рассчитываются вспомогательные коэффициенты по формулам (5.9) – (5.12):

$$g_m = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{V \cdot \Delta T}{h'_3}} \quad (5.9)$$

$$f = \frac{10^3 \cdot \omega^2 \cdot D}{(h'_3)^2 \cdot \Delta T} \quad (5.10)$$

$$v'_m = 1,3 \cdot \frac{\omega' \cdot D}{h'_3} \quad (5.11)$$

$$fe = 800 \cdot (v'_m)^3 \quad (5.12)$$

где: $\Delta T = 156 - (-15,5) = 171,5 \text{ }^\circ\text{C}$ – разница температур между дымовыми газами и окружающего воздуха.

$$g_m = \sqrt[3]{\frac{15,794 \cdot 171,5}{30}} = 58,687$$

$$f = \frac{10^3 \cdot 20,109^2 \cdot 1}{10^2 \cdot 171,5} = 2,62$$

$$v'_m = 1,3 \cdot \frac{20,109 \cdot 1}{30} = 0,871$$

$$fe = 800 \cdot 0,871^3 = 529,339$$

Расчетная высота дымовой трубы находится по формуле (5.13):

$$h'_p = \sqrt{\frac{A \cdot F \cdot m \cdot M \cdot n}{ПДК}} \cdot \sqrt[3]{\frac{Z}{V \cdot \Delta T}}, \quad (5.13)$$

где A – коэффициент зависящий от температурной стратификации атмосферы для неблагоприятных метеоусловий. Определяет условия вертикального и горизонтального рассеивания вредных веществ в атмосферном воздухе. Для Урала коэффициент $A = 160 \text{ с}^{2/3} \cdot \text{мг}/(\text{К}^{1/3} \cdot \text{г})$;

$ПДК$ – предельно-допустимая концентрация максимально разовая. Для двуокиси азота $ПДК = 0,085 \text{ мг}/\text{м}^3$;

					13.03.01.2019.532.08 ПЗ	Лист
						62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

Z – число дымовых труб;

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

Безразмерный коэффициент m определяется по формуле (5.14):

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{f} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{f}}; \quad (5.14)$$

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1 \cdot \sqrt{2,62} + 0,34 \cdot \sqrt[3]{2,62}} = 0,769$$

Безразмерный коэффициент n определяется в зависимости от \mathcal{G}_m . Если $3 \leq \mathcal{G}_m \leq 2$, то коэффициент n определяется по формуле (5.15), если $\mathcal{G}_m \geq 2$, то $n = 1$:

$$n = 3 - \sqrt{(\mathcal{G}_m - 0,3) \cdot (4,3 - \mathcal{G}_m)}; \quad (5.15)$$

$$n = 1$$

$$h'_p = \sqrt{\frac{160 \cdot 1 \cdot 0,769 \cdot 5,038 \cdot 1}{0,085}} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{15,794 \cdot 171,5}} = 22,87 \text{ м.}$$

Для экономия объема работы последующие два приближения представлены в Таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Второе и третье приближения

	Второе приближение	Третье приближение
	1	2
h'_3	5 м	20 м
\mathcal{G}_m	352,119	1307
f	94,315	5895
v'_m	5,228	1,307
fe	114300	1787
m	0,314	0,655

Продолжение Таблицы 5.3

	1	2
n	1	1
h'_p	14,606 м	21,107 м

Суть графического метода заключается в том, чтобы по полученным точкам провести линию, которая пересечет прямую, выходящую из центра координат под 45 градусов от оси абсцисс. От точки пересечения прямых ведется перпендикуляр к любой из осей координат, тем самым получается численное значение высоты дымовой трубы при которой выбросы диоксида азота не будут больше предельно допустимых.

Далее на рисунке 5.1 представлен график высот дымовой трубы.

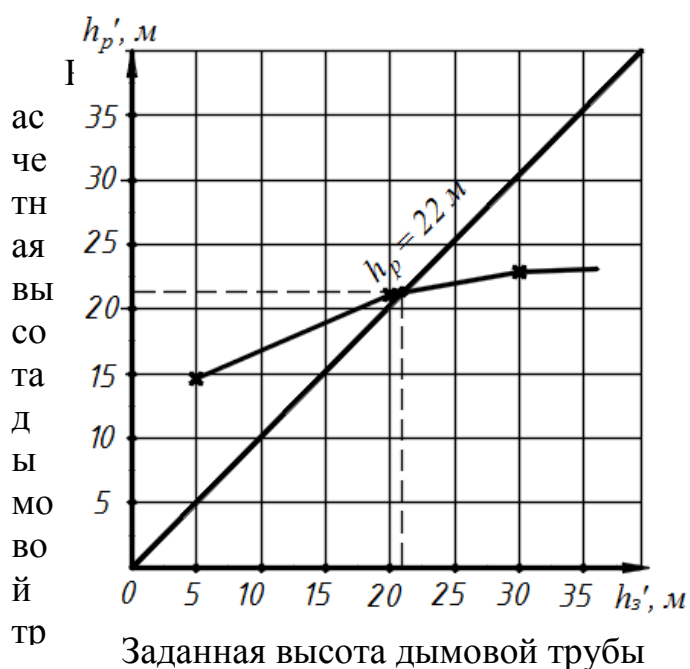


Рисунок 5.1 – График высот дымовой трубы для летнего режима

Исходные данные для летнего режима отличаются от зимнего режима только расходом топлива и температурой наружного воздуха:

$t_g = 22,8 \text{ }^\circ\text{C}$ – температура наружного воздуха;

$V = 0,248 \text{ м}^3/\text{с}$ – расход топлива на 1 котел (летом работает 1 котел).

Расчет дымовой трубы на зимний режим аналогичен расчету на летний и сведен в таблицу 5.3.

Таблица 5.3 – Расчет высот дымовой трубы на зимний режим

	Первое приближение	Второе приближение	Третье приближение
1	2	3	4
V	4,533 м ³ /м ³		

Продолжение Таблицы 5.3

1	2	3	4
M_{NO_2}		0,989 г/с	
ω'		5,771 м/с	
D		1 м	
h'_3		10	
g_m		93,246	
f		2501	
v'_m		0,75	
fe		337,889	
m		0,775	
n		1	
h'_p		13,071 м	

На рисунке 5.2 представлен график высот для зимнего режима.

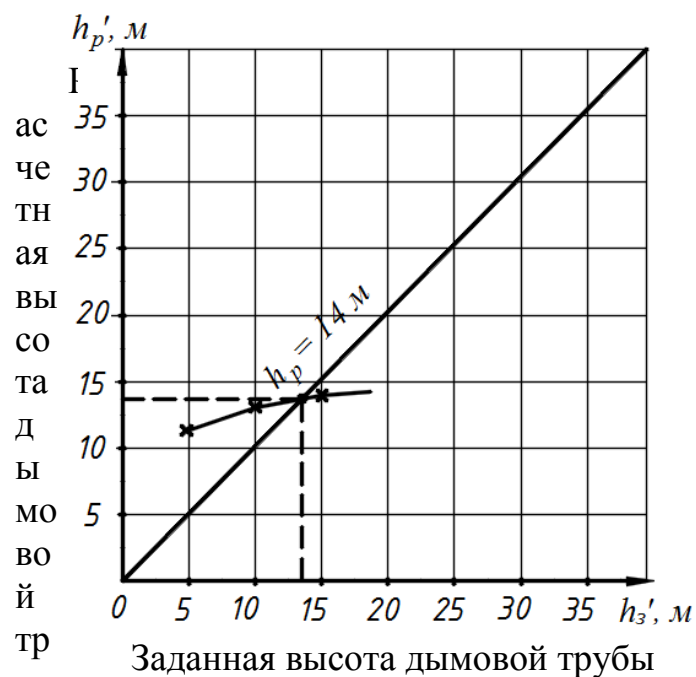


Рисунок 5.2 – График высот дымовых труб для зимнего режима

Исходя из рисунков 5.1 и 5.2 получаем эффективные высоты для лета и зимы величиной 14 м и 22 м. Выбирается большее значение и к нему подбирается ближайшее стандартное 30 м. Таким образом для оптимальной, экологически допустимой работы котельной требуется дымовая труба высотой 30 м.

Далее проводится проверка высоты, выбранной дымовой трубы, на вредный выброс, соответствует он предельно допустимой концентрации или нет. Проверка проводится для зимнего режима, т. к. он более неблагоприятен.

Расчет вспомогательных коэффициентов производится по ранее представленным формулам (5.9)–(5.12) и (5.14). Результаты расчетов сведены в таблицу 5.4.

Таблица 5.4 – Результаты расчетов вспомогательных коэффициентов для определения концентрации выброса двуокиси азота из устья выбранной дымовой трубы

Вспомогательный коэффициент	Величина
g_m	53,918
f	2,2
v'_m	0,799
fe	408,365
m	0,793
n	1

По этим данным можно произвести расчет концентрации двуокиси азота на выходе из выбранной дымовой трубы по формуле (5.16):

$$C_{NO_2} = \frac{A \cdot F \cdot m \cdot M \cdot n}{h^2 \cdot \sqrt[3]{V \cdot \Delta T}} \quad (5.16)$$

$$C_{NO_2} = \frac{160 \cdot 0,794 \cdot 5,038 \cdot 1}{30^2 \cdot \sqrt[3]{14,485 \cdot 171,8}} = 0,052 \text{ мг/м}^3 < 0,085 \text{ мг/м}^3$$

Получено значение меньшее, чем ПДК для NO_2 , следовательно металлическая дымовая труба диаметром 1 м и высотой 30 м подобрана правильно и она будет экологически эффективной.

6 КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ И АВТОМАТИКА

В выпускной квалификационной работе в данном разделе описывается настройка систем автоматики и контрольно-измерительных приборов автономной блочно-модульной котельной.

6.1 Общая информация

Системы автоматизации технологических процессов являются важнейшим средством увеличения эффективности производства, энергосбережения, повышения качества продукции и сокращение необходимости в рабочем персонале. Автоматика модернизирует методы управления технологиями и организации производства. Системы автоматизации необходимы для таких функций как эти:

1. Контролирование параметров в технологическом процессе. Работа технических устройств может осуществляться как удаленно со щитов операторов или диспетчеров, так и непосредственно на месте. Контроль может выполняться и показывающими, и регистрирующими приборами. По времени может быть постоянный и периодический контроль.
2. Обработка информации. Самый распространённый вид – это сигнализация отклонений в работе агрегатов от заданных параметров. Сигнализация может быть как предупреждающая, так и аварийная. Помимо сигнализации существуют интеграторы и системы с вычислителями функций.
3. Автоматическое регулирование параметров технологического процесса. Эта функция позволяет поддерживать стабильную, заданную программой работу.
4. Обеспечение безопасной работы технологического оборудования и их эксплуатации. Осуществляется при помощи защитных блоков и устройств.
5. Оптимизация технологических процессов. Позволяет выстроить наиболее оптимальную технологическую схему работы оборудования.

Количество автоматики в котельных зависит от следующих факторов:

1. Тип котлов, установленных на котельной;
2. Наличие вспомогательного оборудования котельной.

Требования к системам автоматики устанавливаются сводами правил.

Согласно строительным нормам на котельных устанавливаются следующие системы автоматизации:

1. Автоматическое регулирование;
2. Автоматическая безопасность;
3. Теплотехнический контроль;
4. Сигнализация и управление электроприводами.

Автоматическое регулирование на котельной представляет собой контроль за горением и питанием. Автоматическое регулирование процессов горения необходимо предусматривать для всех котлов, в которых основным топливом является газ или мазут. Автоматизация работы на резервном топливе должна быть

					13.03.01.2019.532.08 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

определена с помощью технико-экономического расчета, в котором учитывается работа котла на резервном топливе.

Системы безопасности для котлов, работающих на газе обязательны. Такие системы должны обеспечить останов подачи топлива при аварийных ситуациях. Для водогрейных котлов с температурой воды менее 115 °С – это:

1. Повышение температуры воды за котлом;
2. Понижение давления воздуха и газа;
3. Понижение давления воды за котлом;
4. Уменьшение расхода воды в котле;
5. Погасание факела в топке;
6. Неисправность оборудования.

Теплотехнический контроль необходим для получения показаний приборов о рабочих параметрах. Эти приборы показывают:

1. Температуру воды перед котлом;
2. Температуру уходящих газов;
3. Температуру питательной воды;
4. Давление воздуха перед горелками;
5. Разряжение в топке;
6. Содержание кислорода в уходящих газах;
7. Расходы рабочих сред и др.

Для наглядного получения информации с показывающих и регистрирующих приборов предусмотрены средства отображения информации (СОИ). Информация поступающая от объекта в «мозг» системы преобразуется в удобный вид для восприятия оператором котельной. С помощью СОИ осуществляются одноканальные, многоканальные и множественные измерения.

Если прибор вырабатывает информационный сигнал, доступный для наблюдения по одному из параметров в одной точке, то это одноканальное измерение. К таким приборам можно отнести те приборы, которые оснащены шкалой или циферблатом.

Многоканальные представляют собой приборы оснащенные шкалой, в которой можно переключать каналы измерений. Также эти приборы являются многоточечными.

Приборы, передающие информацию о технологическом процессе по множеству величин называются множественными[30–33].

6.4 Основные элементы КИПиА

Фотоэлемент преобразует ультрафиолетовый поток излучения факела в сигнал, который показывает наличие, либо отсутствие пламени. Этот сигнал поступает на щит, на котором в зависимости от полученных данных происходит оптимизация работы, либо аварийное отключение подачи топлива с помощью электромагнитного клапана-отсекателя.

					13.03.01.2019.532.08 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

Предназначение защитно-запального устройства заключается в дистанционном и безопасном розжиге факела. Принцип работы защитно-запального устройства заключается в подаче искры в газо-воздушную смесь, во время ее подачи на запальник, когда открывается электромагнитный клапан, при подаче напряжения на него. После розжига запальника происходит розжиг основной горелки[34].

Регулирующий термостат контролирует подачу топлива в зависимости от температуры воды в котле. При повышении ее свыше максимально допустимой – подача топлива уменьшается и наоборот. Аварийный термостат же отключает горелку при достижении температуры воды в котле опасной границы.

Предохранительные клапаны. Их функция заключена в защите трубопроводов и оборудования от разрушения избыточным давлением. Предохранительный клапан сбрасывает излишки давления, но при нормализации давления – сброс прекращается. Клапаны должны быть безотказными, иметь необходимую пропускную способность и осуществлять своевременное закрытие.

Трехходовые клапаны. Задача трехходового клапана заключается в поддержании необходимой температуры на выходе, осуществляется контроль температуры подмесом холодной или горячей воды

Газоанализаторы для измерения количества кислорода в уходящих газах[35].

6.3 Система автоматизации водогрейного котла КВСА-15due на блочно-модульной котельной микрорайона “Западный луч”

Схема автоматизации представлена на чертеже – автоматика котла Октан КВСА-15due, описание ее работы представлено ниже.

Воздух в горелку подается через шиберную задвижку 1 и нагнетатель 3. Газ проходит через регулятор расхода 2, перед ним установлен манометр, для измерения давления поступающего газа, после регулятора, газ проходит через электромагнитный клапан отсекающий 4, а также через предохранительный клапан 5, предназначенный для защиты от избыточного давления, после прохождения всех клапанов газ попадает в горелку, где смешивается с воздухом, образуя газоздушную смесь, после чего запальный трансформатор 10 подает искру и поджигает газоздушную смесь, за контроль горения отвечает фотоэлемент 9. Также в самом котле расположен предохранительный клапан 6 и аварийный и регулирующий термостаты 11 и 12, контролирующие температуру воды в котле. Также установлен датчик температуры воды на выходе из котла 13. Для контроля температуры и давления воды в котловом и сетевом контуре предусмотрены датчики температур, давления и расходов до и после теплообменника на подающей и обратной магистрали, расходы прямой и обратной воды регистрируют датчики 14 и 15, а термосопротивление измеряется датчиками 16 и 17, полученные данные подаются в тепловычислитель. Для контроля расхода воды из котла предусмотрен регулятор расхода воды. Данные же с 1 по 13

					13.03.01.2019.532.08 ПЗ	Лист
						69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

7 НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКАЯ РАБОТА

Актуальность повышения энергоэффективности объектов централизованного теплоснабжения определяется следующими факторами-вызовами окружающей среды: технологическими, экономическими, экологическими и социальными. Возрастает потребность в комбинированном использовании традиционных и нетрадиционных источников энергии. Использование парокомпрессионного теплового насоса вместо отопительной котельной повышает энергетическую эффективность объекта централизованного теплоснабжения, а также улучшает экологическую обстановку.

На инновационной основе предложена установка парокомпрессионного теплового насоса вместо водогрейной отопительной котельной, что позволит сэкономить потребление природного газа и улучшить экологическую обстановку в районе. Главной величиной, характеризующей энергетическую эффективность котельной, является КПД котельного агрегата. В соответствии с тепловым поверочным расчетом водогрейного котла КВСА-0,8due, его КПД составляет 93,313 %, то есть в полезную работу нагревания теплоносителя превращается лишь 0,933 часть химически связанной энергии топлива. В то же время, эффективность работы теплового насоса определяется отопительным коэффициентом COP . Среднеотраслевое значение отопительного коэффициента парокомпрессионных тепловых насосов в странах Западной Европы и США составляет 3,2 [5], а максимально зафиксированное значение $COP = 5,1$. Это говорит о том, что в полезную теплоту хладагента, которая будет отдана потребителю в конденсаторе, превратится в 5,1 раз большая энергия, чем та, которую мы затратили на совершение работы цикла.

Экономические факторы проявляются в связи с тем, что сегодня существует устойчивая тенденция по повышению стоимости первичной энергии. Это стимулирует потребителей топливно-энергетических ресурсов рассматривать в качестве генераторов энергии устройства, использующие возобновляемые ресурсы, например, тепловые насосы.

Экологические факторы в последнее время стали играть немаловажную роль в процессе производства энергии. Это выражается в повышении штрафов за ненормативные выбросы загрязняющих веществ. Поэтому применение в котельной теплового насоса позволит снизить негативное воздействие газовых котлов на экологическую обстановку в районе своего расположения.

Социальные факторы проявляются в том, что сегодня тарифы на отпускаемую энергию с централизованных источников теплоснабжения имеют тенденцию к росту, что ведет к социальной напряженности. Применение тепловых насосов в котельной позволит за счет своего эффективного термодинамического цикла снизить себестоимость отпускаемой тепловой энергии, что окажет положительный локальный социальный эффект.

В то же время практика применения тепловых насосов в нашей стране развита слабо. Это объясняется тем, что большинство эксплуатируемых тепловых насосов

					13.03.01.2019.532.08 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

в России обладают недостаточной степенью трансформации теплоты, большим расходом электрической энергии на привод компрессора и недостаточной температурой теплоносителя на выходе из установки. Следовательно, возникает противоречие между необходимостью совершенствования цикла производства тепловой энергии в котельной и теплонасосных установок для производства тепловой энергии, и недостаточной проработки данной тематики, из-за вышеописанных причин.

Нерешенность данного противоречия определяет следующую цель работы: исследование возможностей повышения эффективности использования тепловых насосов вместо водогрейных котельных.

Для достижения поставленной цели в исследовании решается следующая задача: совершенствование метода расчета парокompрессионного теплового насоса на основе учета режима течения хладагента;

На основе цели и задач исследования сформулирована гипотеза исследования:

Установка парокompрессионного теплового насоса вместо отопительной водогрейной котельной повысит энергетическую эффективность производства тепловой энергии.

7.1 Повышение энергетической эффективности путем варианта использования парокompрессионного теплового насоса

Тема использования тепловых насосов приобретает все большую актуальность не только из-за удорожания энергоносителей, но и по мере изменения климатических условий. Сегодня этот способ отопления, а также охлаждения зданий в летнее время, рассматривают даже как один из методов борьбы с глобальным изменением климата на нашей планете.

Тепловые насосы – это энергоэффективные конструкции, которые в процессе работы используют возобновляемую энергию земных природных ресурсов – тепло почвы, воды и воздуха. В зависимости от типа теплового насоса различаются и способы их установки. К примеру, для насоса типа «Воздух-воздух» не потребуются бурение скважин, а также земляные работы.

Вариант применения тепловых насосов, использующих низкопотенциальный источник теплоты (речная вода) на нагрев воздуха вместо газовой котельной в научных работах и статьях рассмотрен крайне поверхностно. Размышления о возможности применения тепловых насосов на обратной сетевой воде ТЭЦ приводятся в статье доктора технических наук И. А. Султангузина, опубликованной в журнале «Новости теплоснабжения» №10 в 2010 г. [9] и в работе Ю. Е. Николаева, опубликованной в журнале «Промышленная энергетика» №9 в 2007 г [7]. Однако обе статьи никаким образом не обосновывают техническую и экономическую эффективность такого применения тепловых насосов, а также не рассматривают вариант их применения в отопительных котельных. Современных исследований этой проблематики в России в настоящее время не ведется. Это подтверждает актуальность настоящего исследования.

					13.03.01.2019.532.08 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

7.2 Расчет парокомпрессионного теплового насоса

Рассмотрим вариант парокомпрессионный тепловой насос немецкой фирмы Viessman, использующего в качестве низкопотенциального источника теплоносителя фреон R12.

Тепловой насос установим непосредственно вблизи от подземной автостоянки.

Принципиальная схема парокомпрессионного теплового насоса практически не отличается от схемы холодильной установки. Его принципиальная схема показана на рисунок 7.1.

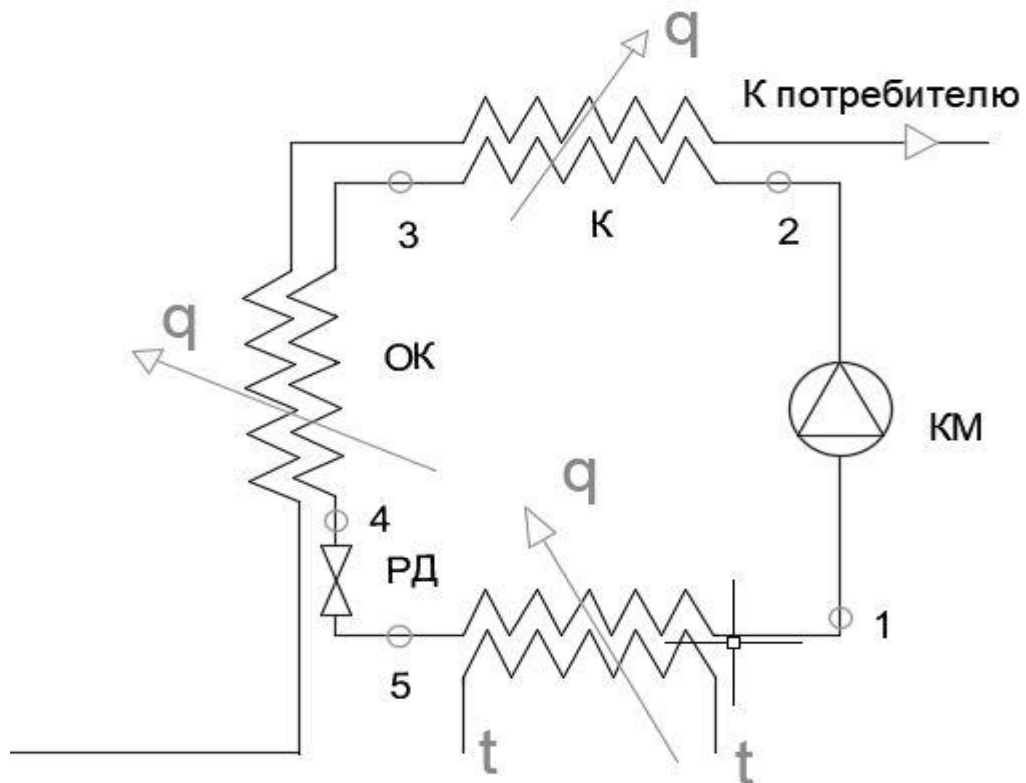


Рисунок 7.1 – Схема парокомпрессионного теплового насоса

При расчете задаемся источником тепла низкого потенциала – выхлопными дымовыми газами на входе в испаритель $t_{н1} = 10\text{ }^{\circ}\text{C}$, а на выходе из него - $t_{н2} = 6\text{ }^{\circ}\text{C}$. Температура воздуха на входе в охладитель $t_{ок} = 35\text{ }^{\circ}\text{C}$, а на выходе из конденсатора - $t_{в1} = 95\text{ }^{\circ}\text{C}$. На отопление одной подземной автостоянки и одного магазина потребуется около 1,5 МВт. Исходя из этого, выбираем тепловой насос Viessman с теплопроизводительностью $Q_T = 1,5\text{ МВт}$. Рабочий агент - хладон R-12. Требуется выполнить тепловой расчет теплового насоса.

Решение.

Температура испарителя ниже температуры низкопотенциального источника, а температура конденсации выше температуры потребителя (верхнего источника).

Принимаем $\Delta t_{и} = -15\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $\Delta t_{к} = 5\text{ }^{\circ}\text{C}$.

					13.03.01.2019.532.08 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

Находим температуру испарения по формуле (7.1):

$$t_u = t_{н2} - \Delta t_u \quad (11.1)$$

$$t_u = 6 - 2,5 = 3,5^\circ C$$

Определяем температуру конденсации по формуле (7.2):

$$t_k = t_г - \Delta t_k \quad (11.2)$$

$$t_k = 95 + 5 = 100^\circ C$$

Для решения задачи рассмотрим T-S, P-h диаграммы на рисунке 7.2.

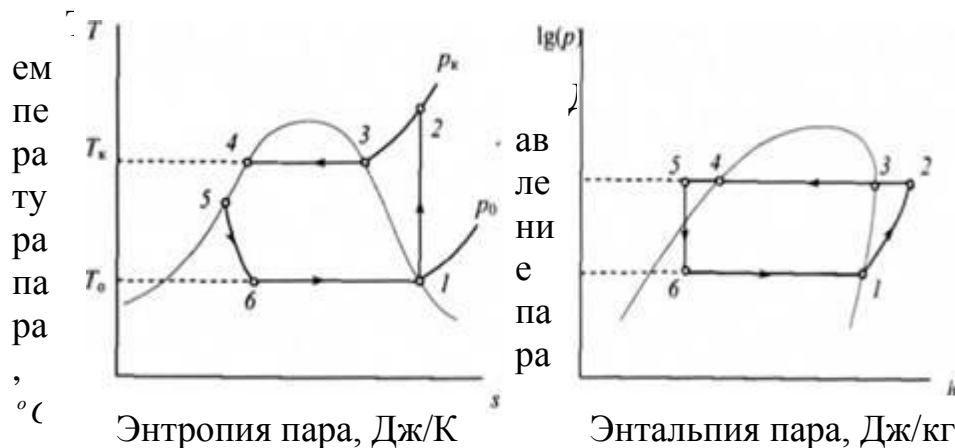


Рисунок 7.2 – Диаграммы T-S и P-h для парокомпрессионного теплового насоса

1-2 – процесс адиабатного сжатия сухого насыщенного пара в компрессоре; 2-3 – изобарное охлаждение перегретого пара до состояния сухого насыщенного; 3-4 – процесс конденсации; 4-5 - процесс охлаждения жидкости рабочего тела в охладителе конденсатора; 5-6 - дросселирование рабочего тела в дроссельном вентиле; 6-1 – процесс испарения рабочего тела в испарителе.

С использованием T –S диаграммы находим параметры рабочего агента в следующих характерных точках схемы:

точка 1: $t_1 = t_u = 3.5^\circ C$, $p_1 = 3,462$ Бар, $h_1 = 353,04$ кДж/кг,

$v_1 = 0,072$ м³/кг, $s_1 = 1,555$, $s_1 = s_2$;

точка 2: $p_2 = 34$ Бар, $h_2 = 390$ кДж/кг, $t_2 = 110^\circ C$;

точка 3: $t_3 = 100 \text{ }^\circ\text{C}$, $p_3 = 34 \text{ Бар}$, $h_3 = 370 \text{ кДж/кг}$;

точка 4: $t_4 = 100 \text{ }^\circ\text{C}$, $p_4 = 34 \text{ Бар}$, $h_4 = 312 \text{ кДж/кг}$;

точка 5: Принимаем $\Delta t_{\text{по}} = 10 \text{ }^\circ\text{C}$, $t_5 = t_{\text{ок}} + \Delta t_{\text{по}} = 35 + 10 = 45 \text{ }^\circ\text{C}$, $p_5 = 10,839 \text{ Бар}$,

$h_5 = 243,7 \text{ кДж/кг}$;

точка 6: $t_6 = 3,5 \text{ }^\circ\text{C}$, $p_6 = 3,462 \text{ Бар}$, $h_6 = 243,7 \text{ кДж/кг}$.

Энтальпия рабочего агента на выходе из компрессора при внутреннем адиабатном КПД компрессора $\Delta_i = 0.8$ по формуле (7.3):

$$H_2 = h_1 + (L_a/\Delta_i) \quad (7.3)$$

Работа агента на выходе из компрессора при адиабатном режиме по формуле (7.4):

$$l_{ad} = h_2^{ad} - h_1 \quad (7.4)$$

$$l_{ad} = 390 - 353 = 47 \text{ кДж/кг}$$

$$H_2 = 353,04 + 47 / 0,8 = 411,75 \text{ кДж/кг}$$

Внутренняя работа компрессора по формуле (7.5):

$$L_B = h_2 - h_1 \quad (7.5)$$

$$L_B = 411,75 - 353,04 = 58,71 \text{ кДж/ кг}$$

Удельная тепловая нагрузка испарителя по формуле (7.6):

$$q_u = h_1 - h_5 \quad (7.6)$$

$$q_u = 353,04 - 243,7 = 109,34 \text{ кДж/ кг}$$

Удельная тепловая нагрузка конденсатора по формуле (7.7):

$$q_k = h_3 - h_4 \quad (7.7)$$

$$q_k = 370 - 312 = 58 \text{ кДж/ кг}$$

Удельная тепловая нагрузка охладителя по формуле (11.8):

$$q_{ок} = h_4 - h_5 \quad (7.8)$$

					13.03.01.2019.532.08 ПЗ	Лист
						75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$q_{ок} = 312 - 243,7 = 68,3 \text{ кДж/кг}$$

Массовый расход рабочего агента по формуле (11.9):

$$G = Q_T / (q_k + q_{ок}) \quad (7.9)$$

$$G = 1,5 / (58 + 68,3) = 11,876 \text{ кг/с}$$

Объемная производительность компрессора по формуле (11.10):

$$V = G \cdot V_1 \quad (7.10)$$

$$V_1 = 11,876 \cdot 0,7216 = 8,57 \text{ м}^3 / \text{с}$$

Расчетная тепловая нагрузка испарителя по формуле (11.11):

$$Q_{и} = q_{и} G \quad (7.11)$$

$$Q_{и} = 109,34 \cdot 11,338 = 1239,697 \text{ кВт}$$

Расчетная тепловая нагрузка охладителя по формуле (11.12):

$$Q_{ок} = q_{ок} G \quad (7.12)$$

$$Q_{ок} = 68,3 \cdot 11,338 = 774,385 \text{ кВт}$$

Расчетная тепловая нагрузка конденсатора по формуле (11.13):

$$Q_k = q_k G \quad (7.13)$$

$$Q_k = 58 \cdot 11,338 = 657,604 \text{ кВт}$$

Принимая электромеханический КПД компрессора $\Delta_{эм} = 0,9$, определяем удельную работу компрессора по формуле (7.14):

$$L_{км} = L_B / \Delta_{эм} \quad (7.14)$$

$$L_{км} = 58,7 / 0,9 = 65,22 \text{ кДж/кг}$$

					13.03.01.2019.532.08 ПЗ	Лист
						76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Удельный расход электроэнергии на единицу выработанного тепла по формуле (7.15):

$$\Delta_{\text{тн}} = L_{\text{км}} / (q_{\text{к}} + q_{\text{по}}) \quad (7.15)$$

$$\Delta_{\text{тн}} = 65,22 / (68,3 + 58) = 0,516$$

Электрическая мощность компрессора по формуле (7.16):

$$N_{\text{э}} = L_{\text{км}} G \quad (7.16)$$

$$N_{\text{э}} = 65,22 \cdot 11,338 = 739,27 \text{ кВт}$$

Коэффициент трансформации тепла по формуле (7.17):

$$\Delta = (q_{\text{к}} + q_{\text{ок}}) / L_{\text{км}} \quad (7.17)$$

$$\Delta = (68,3 + 58) / 65,22 = 1,93$$

7.3 Анализ использования двух вариантов источника теплоснабжения

Произведем расчет стоимости топлива для двух котлов КВСА-0,8due и расчет стоимости электроэнергии для теплового насоса, который можем использовать вместо двух отопительных котлов, без учета экономических расчетов на дополнительное расширение котельной, покрывая нагрузки потребителя.

Анализ котельной.

Расход топлива на котел по формуле (7.18):

$$B = \frac{G_{\text{к}} \cdot c \cdot (t_1 - t_2)}{Q_{\text{н}}^p \cdot \eta} \quad (7.18)$$

Расход котла по формуле (7.19):

$$G_{\text{к}} = \frac{Q^p}{c \cdot (t_1 - t_2)} \quad (7.19)$$

$$G_{\text{к}} = \frac{90000}{4,19 \cdot (115 - 70)} = 477,327 \text{ кг / с}$$

					13.03.01.2019.532.08 ПЗ	Лист
						77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Произведем расчет расхода топлива для двух котлов по формуле (7.18):

$$B = \frac{2 \cdot 7,955 \cdot 4,19 \cdot (115 - 70)}{35 \cdot 10^3 \cdot 0,89} = 0,096302744 \frac{M^3}{c}$$

Рассчитаем стоимость используемого газа на котельной сроком на 1 год по формуле (3.3):

$$K = C \cdot B, \quad (7.20)$$

где C – стоимость m^3 газа по Челябинской области, $C=4,515$ руб.

$$K_1 = 4,515 \cdot 0,096302744 \cdot 60 \cdot 60 \cdot 24 \cdot 218 = 8189674,685 \text{ руб} / \text{год}$$

Анализ теплового насоса.

Мощность компрессора:

$$N_k = 739,27 \text{ кВт} (\text{кДж} / \text{с})$$

Потребляемая мощность с учетом потерь в электросетях по формуле (7.21):

$$N_э = \frac{N^к}{\eta_c} \quad (7.21)$$

$$N_э = \frac{739,27}{0,95} = 778,179 \text{ кВт} (\text{кДж} / \text{с})$$

Рассчитаем годовой расход электроэнергии по формуле (7.22)

$$W = P \cdot T, \quad (7.22)$$

где P – расчетная активная нагрузка, кВт;

T – годовое число часов использования максимума.

$$W = 24 \cdot 365 \cdot 778,179 = 4071432,252 \text{ кВт} / \text{год}$$

Одноставочный тариф за электроэнергию $P=3,19$ руб за 1 кВт час.

Тогда стоимость электроэнергии при использовании теплового насоса рассчитаем по формуле (11.23):

$$K = 3,19 \cdot W \quad (7.23)$$

					13.03.01.2019.532.08 ПЗ	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$K_2 = 3,19 \cdot 4071432,252 = 12987868,886 (\text{руб} / \text{год})$$

Найдем разницу в полученных значениях по формуле (11.24):

$$\Delta = K_2 - K_1 \quad (7.24)$$

$$\Delta = 12987868,886 - 8189674,685 = 4798194,201 \text{руб} / \text{год}$$

Вышеперечисленные расчеты доказали, что для нашего региона целесообразно использовать два отопительных котла, так как суммарная стоимость используемого топлива за год для котельной значительно ниже суммарной стоимости электроэнергии, предназначенной для теплового насоса.

					13.03.01.2019.532.08 ПЗ	Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

8 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ В АБМК

Разрабатываемая котельная автономна, следовательно наличие обслуживающего персонала не требуется. При любых возможных неполадках и отклонениях режимах работы, котельная отправляет сигнал в диспетчерскую, где диспетчер докладывает старшему диспетчеру, начальнику ГРиН (группа режима и наладки) и начальнику газового хозяйства. Это те люди, которые принимают необходимые решения для предотвращения опасных, аварийных ситуаций.

Во время обслуживания АБМК оператор может столкнуться со следующими опасными и вредными факторами:

1. Физические;
2. Химические;
3. Психофизические.

К физическим опасным и вредным факторам можно отнести: шум при работе основного и вспомогательного оборудования, повышенную температуру воздуха у теплоэнергетического оборудования, повышенный уровень вибрации при работе насосов, а также недостаток естественного освещения.

Химические вредные и опасные факторы – это попадание в помещение котельной оксидов углерода и азота через неплотности, либо повреждения газоходов котельного агрегата.

Психофизические факторы можно классифицировать на две категории: тяжесть трудового процесса и напряженность трудового процесса[36, 37].

Они в свою очередь включают в себя следующие критерии, внесенные в таблицу 8.1.

Таблица 8.1 – Классификация психофизических нагрузок в котельной

Психофизические нагрузки	
Тяжесть трудового процесса	Напряженность трудового процесса
<ol style="list-style-type: none">1. Физическая динамическая нагрузка;2. Масса поднимаемого и перемещаемого груза вручную;3. Рабочие движения;4. Рабочая поза;5. Перемещение в пространстве в связи с технологическим процессом.	<ol style="list-style-type: none">1. Интеллектуальная нагрузка (решение умственных задач);2. Сенсорные нагрузки (мониторинг параметров работы котельной);3. Эмоциональные нагрузки (ответственность за выполняемую работу);4. Однотипность нагрузки;

Также следует учитывать травмоопасные факторы:

1. Горячие поверхности эксплуатируемого оборудования;

2. Сосуды под давлением;
3. Возможность поражения электрическим ударом от электропроводящего оборудования

Далее перечислены возможные аварийные ситуации в АБМК:

1. Возгорание и взрыв смеси газа и воздуха в топке котла и газоходах;
2. Попадание газа в помещение котельной;
3. Падение давления воды в сети, при утечке теплоносителя;
4. Сильные шумы и пульсации в котле при течи воды;
5. Аварийное отключение электричества.

В связи с описанными выше ситуациями необходимо соблюдать требования по безопасной эксплуатации котельной[38].

8.1 Требования безопасности при эксплуатации отопительной котельной

В соответствии с «Правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок»[38] следует соответствовать следующим требованиям:

1. Вступление персонала котельной на дежурство и уход с дежурства должны производиться строго по регламенту;
2. Рекомендуется устанавливать однотипные котельные агрегаты одинаковой тепловой мощности. Число стальных агрегатов должно быть не менее двух и не более четырех, чугунных – не более шести.
3. При выявлении любых неисправностях в работе энергоустановок, контрольно-измерительных приборов, и показаниях приборов необходимо сделать об этом запись в оперативном журнале;
4. Не разрешается принимать и сдавать дежурство во время ликвидации аварий в котельной, до их устранения;
5. Прием и сдача дежурства должны оформляться записью в оперативном журнале с указанием результатов проверки котлов и относящегося к ним оборудования: сетевых и подпиточных насосов, предохранительных клапанов, приборов КИПиА. При приемке дежурства необходимо проверить чистоту рабочих мест, отсутствие посторонних предметов в проходах, санитарное состояние мест бытовых помещений, душевой и др.
6. Нахождение посторонних лиц в котельной не допускается. Допускается только с разрешения диспетчера ОДС и администрации предприятия (либо в сопровождении ее представителя). Котельные работают на природном газе.
7. Помещение котельной, котлы и все оборудование необходимо содержать в исправном состоянии и надлежащей чистоте. Запрещается загромождать помещение котельной или хранить в нем какие-либо предметы. Проходы в помещении котельной и выходы из нее должны быть всегда свободными, очищенными. Двери для выхода из котельной должны легко открываться наружу. Двери должны быть высотой 2 метра. В зимнее время должны очищаться от снега проезды, в т. ч. к резервному входу.

					13.03.01.2019.532.08 ПЗ	Лист
						81
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

8.2 Пожаробезопасность в отопительной котельной

Помещения подразделяются на классы по взрывопожарной и пожарной опасности применяется для установления требований пожарной безопасности, направленных на предотвращение возможности возникновения пожара и обеспечение противопожарной защиты людей и имущества в случае возникновения пожара.

По взрывопожарной и пожарной опасности помещения подразделяются на категории А, Б, В1-В4, Г и Д, а здания - на категории А, Б, В, Г и Д.

Категории помещений и зданий определяются, исходя из вида находящихся в помещениях горючих веществ и материалов, их количества и пожароопасных свойств, а также, исходя из объемно-планировочных решений помещений и характеристик проводимых в них технологических процессов.

В соответствии с НПБ 105-03 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности» отопительная котельная относится к категории Г (умеренная пожароопасность), так как на котельной в качестве основного топлива применяется природный газ.

Для борьбы с пожаром котельная оборудована:

1. Пожарной сигнализацией «Гранит-2» с выводом на диспетчерский пульт аварийного сигнала «Пожар» (в связи с эксплуатацией котельной в автоматическом режиме),
2. Противопожарным инвентарем по соответствующим нормам противопожарной охраны. В состав этого инвентаря входят: пенные огнетушители; порошковые огнетушители; гидранты; ящики с песком; багор; лопаты; ведра.

Классы пожаров приведены в ФЗ-123 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»[39]. В соответствии с федеральным законом отопительной котельной микрорайона «Западный луч» присваивается класс пожара «С», т. к. в качестве основного топлива используется природный газ, и «Е», т.к. в помещении котельной расположены электроустановки, находящиеся под напряжением.[39, 40]

В соответствии с ФЗ-123 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [41] и «Правилами противопожарного режима в Российской Федерации» (с изменениями на 6 марта 2015 года) [42]:

1. В целях соблюдения противопожарного режима, персонал котельной периодически контролирует, обходит и тщательно осматривает помещения, территорию, обращая внимание на:
 - Состояние противопожарных проходов (путей эвакуации), проходов к средствам пожаротушения;
 - Отключение электронагревательных приборов, электрооборудования, за исключением электрооборудования приборов, которое по условиям технического процесса должно работать круглосуточно;
 - Состояния теплоизоляции трубопроводов, особо необходимо следить за местами с вспучиванием и отслоением теплоизоляции трубопроводов

					13.03.01.2019.532.08 ПЗ	Лист
						82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

с высокой температурой теплоносителя, так как попадание на эти места горючих жидкостей и пропитка теплоизоляции приводит к самовозгоранию;

- Отсутствие в помещении и на территории котельной газовых баллонов;
 - Уборку помещений, территории и оборудования;
 - Состояние шкафов, мусорных ящиков, урн и т.п. с целью удаления из них горючих и самовозгорающихся отходов.
2. Перед пуском котла после ремонта, монтажа или длительной остановки (более трех суток) проверяются (испытываются) и подготавливаются средства защиты, управления, измерения, блокировки.
 3. Пуск оборудования и растопка котла проводится под руководством лица, ответственного за безопасную эксплуатацию котлов, персоналом имеющим удостоверение соответствующий квалификации.
 4. Запрещается начинать операции по растопке котла в следующих случаях:
 - Технологическое оборудование имеет дефекты, не позволяющие обеспечить номинальный режим, а также могущие вызвать пожар,
 - Не работают контрольно – измерительные приборы котла,
 - Имеются неисправности цепей управления, а также технологических защит и блокировок, действующих на остановку котла,
 - Не обеспечен номинальный режим в сети противопожарного водоснабжения и не готовы средства пожаротушения.
 5. Перед растопкой (после погасания и после остановки котла) топка и газоходы должны быть провентилированы в соответствии с требованиями ПТЭТЭ и инструкциями по эксплуатации. При вентиляции запорные и регулирующие аппараты должны быть установлены в такое положение, которое обеспечивает предотвращение образования невентилируемых (застойных) зон в топке, газоходах, воздухопроводов и горелках, а также предотвращает попадание взрывоопасных смесей в системы котла.
 6. Внутри котельных отделений на вводных задвижках, напорных линиях газопроводов вывешены таблички «Закрывать при пожаре». Запрещается загромождать проход к указанным задвижкам деталями оборудования и материалами.
 7. Стационарные, переносные автоматические газосигнализаторы до взрывоопасных концентраций находятся в работоспособном состоянии.
 8. Основное и вспомогательное технологическое оборудование имеет защиту от статического электричества.
 9. Требования пожарной безопасности к электроустановкам:
 - Все электрошкафы, установленные в котельной должны быть постоянно закрытыми на замки. Не допускается хранение в них и на них посторонних предметов и материалов.
 - Вдоль электрошкафов должны быть выложены диэлектрические коврики.

					13.03.01.2019.532.08 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

- Электроустановки должны обслуживаться только работниками имеющими соответствующую группу по электробезопасности и допущенным к их обслуживанию.
- При эксплуатации электрооборудования запрещается:
 - а) Использовать электроаппараты и приборы в условиях, не соответствующих рекомендациям (инструкциям) предприятий – изготовителей, или имеющие неисправности, которые могут привести к пожару, а также эксплуатировать провода и кабели с поврежденной или потерявшей защитные свойства изоляцией;
 - б) Пользоваться поврежденными розетками, рубильниками, выключателями;
 - в) Эксплуатировать электролампы и светильники со снятыми плафонами (рассеивателями);
 - г) Пользоваться электробытовыми (электроплитками, электрочайниками) и другими электронагревательными приборами без подставок из негорючих материалов;
 - д) Оставлять без присмотра включенные в сеть электробытовые и электронагревательные приборы;
 - е) Применять нестандартные (самодельные) электронагревательные приборы, использовать плавкие некалиброванные вставки или другие самодельные аппараты защиты от перегрузок и короткого замыкания.
- Расстояние от светильников до горючих материалов (ящичной тары, картонной и пластмассовой тары) хранящихся в помещениях, должно быть не менее 0,5 м.

8.3 Электробезопасность в отопительной котельной

Электрическое оборудование обязательно заземляется. Проводится регулярное обслуживание систем отопления. При подключении к электросети, обязательно соблюдение следующих условий:

1. Устанавливается автоматика и УЗО;
2. Электрочотел подключается к отдельной трехфазовой линии напряжения;
3. Для предотвращения выхода из строя автоматики промышленной котельной, устанавливают стабилизатор напряжения с необходимой синусоидой. Для обеспечения бесперебойной работы котла, рекомендуется использование генератора, работающего на дизельном топливе;
4. Обслуживающий персонал, без необходимого допуска, к проведению работ по осмотру и ремонту котельного оборудования, не допускается.

Персоналу проводят регулярный инструктаж, относительно безопасного обслуживания и ремонта. В котельной устанавливают предупреждающие таблички и вывешивают инструкцию с поэтапным планом действий в случае аварийной ситуации[43].

					13.03.01.2019.532.08 ПЗ	Лист
						84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

9 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ

Необходимость в управленческой деятельности зародилось еще с древнейших времен. После объединения людей в общины, племена и т. п. для производства совместных действий и усилий – появилась необходимость в управлении.

Управление является инструментом организации производства, необходимым для того, чтобы вести предприятие к выбранной конечной цели управления. Управление начинается с момента выбора конечной цели и осуществляется при проектировании, организации, строительстве, функционировании, реконструкции и модернизации предприятий. Цель управления – это финальный желаемый результат труда. После выбора цели, она начинает подчинять себе людей, которые стремятся ее достичь, ибо методы и средства, которые выбираются людьми, определяются намеченной целью. Цель управления должна быть реально достижимой, иметь конкретную форму выражения, быть понятной всем кто работает для ее достижения, и не должна изменяться в процессе продвижения к ней[44].

В данном разделе требуется показать целесообразность расширения автономной блочно-модульной котельной с увеличением мощности котельной до 90 МВт. При проектировании нужно решить котлы каких тип необходимо установить. В первом варианте мы будем использовать котел марки Октан «КВСА-15due» в количестве 2 шт., во втором варианте мы будем использовать котел марки Buderus Logano S825L в количестве 2 шт.

Для определения рациональности расширения блочно-модульной котельной на природном газу проведены следующие экономические мероприятия, которые включают в себя: STEEP-анализ, SWOT-анализ, построение поля сдерживающих и движущих сил, сравнение капитальных и текущих затрат двух проектов, дерево целей проекта, а также график Ганта, наглядно показывающий продвижение работ[44].

9.1 Смета капитальных и текущих затрат

В смету капитальных затрат входят затраты на проектные, строительные, монтажные и пуско-наладочные работы, а также стоимость монтируемого оборудования. Смету капитальных затрат представлена в таблице 9.1[44].

Таблица 9.1 – Смета капитальных затрат на расширение котельной микрорайона «Западный луч» г. Челябинска, тыс. руб.

Наименование	Рассматриваемые типы котлов	
	Октан КВСА-15 due 15 МВт	Buderus Logano S825L 15 МВт
1	2	3
Строительные затраты	3000	3000
Капитальные затраты на котельное оборудование	65500	69400

Продолжение Таблицы 9.1

1	2	3
Проектные работы	500	500
Пуско-наладочные работы	1000	1200
Стоимость транспортировки оборудования	1500	1750
Итого:	71500	75850

Рассчитаем текущие затраты по двум вариантам.

1. Общий расход тепловой энергии на жилом фонде в отопительный период для максимально-зимнего режима составляет:

$$Q_2 = \sum Q \cdot n \cdot 24 \cdot 0,86 \quad \text{Гкал/год} \quad (9.1)$$

где $\sum Q = 28,768$ МВт (из расчета тепловой схемы котельной);

$n = 218$ суток [10].

$$Q_2 = 28,768 \cdot 218 \cdot 24 \cdot 0,86 = 129442 \quad \text{Гкал/год}$$

В первом варианте рассмотрим 2 котла КВСА-15 due 15МВт. Нормативный КПД котлов 95%. Годовой расход природного газа:

$$B = \frac{Q_{год}}{Q_{пр} \cdot КПД} \quad , \quad (9.2)$$

где $Q_{пр} = 8000$ ккал/нм³ – теплотворная способность газа.

$$B = \frac{129442 \cdot 10^6}{8000 \cdot 0,95} = 17031,8 \quad \text{тыс.нм}^3/\text{год}$$

При цене на газ 3500 руб./тыс.м³ годовые затраты на топливо составят:

$$C_{зм} = 3500 \cdot 17031,8 = 59611 \quad \text{тыс.руб./год}$$

Во втором варианте рассмотрим 2 котла Buderus Logano S825L 15 МВт. Нормативный КПД котлов 91%. Общий расход тепловой энергии на жилом фонде в отопительный период будет идентичен первому варианту. Годовой расход природного газа рассчитываем по формуле 9.2[44]:

					13.03.01.2019.532.08 ПЗ	Лист
						86
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$B = \frac{129442 \cdot 10^6}{8000 \cdot 0,91} = 17780,5 \text{ тыс.нм}^3/\text{год}$$

Годовые затраты на топливо составят:

$$C_{2m} = 3500 \cdot 17780,5 = 62231 \text{ тыс.руб./год}$$

2. Годовой расход подпиточной воды для восполнения утечек в теплосети составляет 76439,2 руб. Тариф на холодную воду в г. Челябинске составляет 19,52 рубля/т. Таким образом, годовой расход на подпиточную воду для обоих вариантов составит 1492093,184 руб.

3. Расход на электроэнергию.

Первый вариант: 2 котла КВСА-15 due 15 МВт. Согласно паспорту котлов КВСА-15 due-15, годовой расход электроэнергии составит 3822,28 тыс. кВт. В г. Челябинске ставка тарифа на электроэнергию высокого напряжения составляет 1,29168 кВт/ч. Таким образом, годовой расход при эксплуатации котлов составит $3822,28 \cdot 1,29168 = 4968,964$ тыс. руб.

Второй вариант: 2 котла Buderus Logano S825L 15 МВт Согласно паспорту котлов «BUDERUS LOGANO» S 825L 15 МВт годовой расход электроэнергии составит 4185,701 тыс. кВт. В г. Челябинск ставка тарифа на электроэнергию высокого напряжения составляет 1,29168 кВт/ч. Таким образом, годовой расход при эксплуатации котлов составит $4185,70 \cdot 1,29168 = 5441,410$ тыс. руб.

Исходя из этого, текущие затраты составят:

Первый вариант – 2 котла КВСА-15due 15 МВт

$$K_1 = 14920,184 + 59611 + 4968,964 = 79499,764 \text{ тыс.руб./ год}$$

Второй вариант – 2 котла Buderus Logano S825L 15 МВт

$$K_2 = 17780,5 + 62231 + 5441,410 = 82592,910 \text{ тыс.руб./ год}$$

Таблица 9.2 – Капитальные и текущие затраты по двум вариантам расширения водогрейной котельной «Западный луч»

Вид затрат	Един. изм.	КВСА-15 due	Buderus Logano S825L
Капитальные затраты (К)	тыс. руб.	71500	75850
Текущие затраты (С)	тыс. руб./год	81611	85453

Сравним два варианта проекта по капитальным и текущим затратам:

$$K_1 < K_2$$

$$C_1 < C_2$$

Капитальные и текущие затраты первого варианта ниже второго, благодаря чему можно сделать вывод, что установка котлов КВСА-15 due 15 МВт экономически более выгодна, чем котлов Buderus Logano S825L 15 МВт, так как

					13.03.01.2019.532.08 ПЗ	Лист
						87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

капитальные и текущие затраты по первому варианту проекта меньше, чем по второму.

9.2 STEEP-анализ вариантов технических решений

STEER-анализ – инструмент анализа дальнего окружения, дающий возможность выявить возможности и угрозы по отношению к анализируемому объекту (предприятию, проекту, направлению деятельности) с точки зрения поставленной цели.

STEER-анализ помогает предприятия поставить правильное направление развития.

При использовании STEER-анализа значимые факторы и явления дальнего окружения разделяются на пять категорий:

- Social (Социальные) факторы;
- Technological (Технологические) факторы;
- Economical (Экономические) факторы;
- Environmental (Экологические) факторы;
- Political (Политические) факторы.[44, 45]

Данные факторы нужны для определения дальнейшего плана действия предприятия и понимания угроз, которые могут возникнуть.

Далее проводится STEER-анализ для разработки источника теплоснабжения.

Наиболее высокое влияние оказывает технологический фактор. Он заключается в том, что автономная блочно-модульная котельная позволяет затрачивать меньше топлива, но вырабатывать при этом больше тепловой энергии, которая при этом будет еще и дешевой, так как в качестве топлива используется природный газ, наиболее дешевый из органического топлива.

Следующим по значимости фактором является экономический, так как внедрение современных технологий требуют больших затрат. Также курс валют оказывает влияние на цены оборудования и топлива (мазут, газ).

Политический фактор обусловлен закупкой деталей за рубежом (например, из-за введения санкций мы ограничены в выборе стран, откуда закупаем детали для РФ). Также система автоматики работают через иностранные сервера, что тоже может отразиться на деятельность предприятия.

9.3 SWOT-анализ необходимости разработки источника теплоснабжения микрорайона «Западный луч»

SWOT-анализ – метод стратегического планирования, заключающийся в выявлении факторов внутренней и внешней среды организации и разделении их на четыре категории: Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) для определения преимуществ, сложностей и угроз действующего проекта[44, 45].

					13.03.01.2019.532.08 ПЗ	Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Сильные (S) и слабые (W) стороны являются факторами внутренней среды объекта анализа (то есть тем, на что сам объект способен повлиять). Возможности (O) и угрозы (T) являются факторами внешней среды (то есть тем, что может повлиять на объект извне и при этом не контролируется объектом).

Далее в таблице 9.3 проводится SWOT-анализ для разработки источника теплоснабжения, использующего в качестве топлива природный газ.

Таблица 9.3 – SWOT-анализ расширения автономной отопительной котельной, путем установки двух котлов KBCA-15due

S:	W:
<ol style="list-style-type: none"> 1. Стабильная выработка теплоты и ГВС; 2. Более гибкие возможности по геолокации; 3. Малый выброс вредных веществ в окружающую среду; 4. Дешевле и доступнее оборудование отечественный производитель. 5. Персонал знаком с оборудованием. 6. Высокая эксплуатационная возможность. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Нет возможности дальнейшего расширения БМК без дополнительного строительства. 2. Повышенная опасность возгорания и взрыва на объекте.
O:	T:
<ol style="list-style-type: none"> 1. Работа на наиболее дешевом топливе (газ); 2. Установка современного оборудования; 3. Востребованная продукция. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Ухудшение качества топлива; 2. Затруднения с транспортировкой топлива. 3. Полная выработка газовых месторождений.

Таблица 9.4 – SWOT-анализ расширения автономной отопительной котельной, путем установки двух котлов Buderus Logano S825L

S:	W:
<ol style="list-style-type: none"> 1. Высокая эксплуатационная надежность, благодаря встроенному инжектору; 2. Простое и удобное управление, регулирование функций. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Длительный срок доставки оборудования к котлам при ремонте; 2. Большие габариты котла; 3. Малый опыт эксплуатации; 4. Затраты на переобучение персонала; 5. Дополнительные сложности связанные с установкой неоднотипного котла.

Продолжение Таблицы 9.4

О:	Т:
1. Устойчивый спрос на тепловую энергию; 2. Обмен опытом по ремонту и обслуживанию водогрейных котлов у иностранного производителя.	1. Полная выработка газовых месторождений; 2. Невозможность поставки оборудования из-за введения санкций

Сравнивая таблицы 9.3 и 9.4 видно, что сильных сторон у котлов KBCA-15due гораздо больше, чем у котлов Buderus Logano S825L . Благодаря расширению котельной, обеспечивается стабильная подача тепловой энергии и горячей воды потребителям, но при этом нет дальнейшей возможности расширения котельной, что, при увеличении потребителей приведет к дополнительным строительным затратам. Также котельная работает на газу, который является самым дешевым и экологически чистым топливом, а современное оборудование дает возможность повышать эффективность выработки тепла, но есть риск по доставке качественного газа для работы котельной, а также его исчезновения в будущем.

9.4 Планирование целей в дереве целей проекта

Видение – это привлекательный образ компании в будущем, идеал или мечта, который компания стремится осуществить. Из видения компании должны формироваться предварительные цели компании. Видение вносит ясность в представления о целях и направлении движения компании, создает перспективу, придает смысл и значение повседневной деятельности, подвигает персонал к действию.

Миссия – основная цель организации, смысл ее существования. Миссия характеризует организацию: вид, масштабы деятельности, отличия от конкурентов. Миссия детализирует статус предприятия и обеспечивает ориентиры для выработки целей и стратегий на различных организационных уровнях.

Дерево целей представляет структурную информационную модель, показывающую соподчиненность и связь целей подразделений в иерархии управления[44, 45].

Дерево целей для проекта разработки отопительной газовой котельной представлено на рисунке А.1 в приложении А.

9.5 Поле сдерживающих и движущих сил для расширения котельной микрорайона «Западный луч»

Анализ поля сил Курта Левина – это метод выявления и оценки группы факторов, способствующих осуществлению проекта или ему противодействующих.

Цель метода: наглядно показать движущие и сдерживающие стороны проекта.

Использование метода: «Анализ поля сил» – практический инструмент, используемый для понимания того, возможна ли реализация проекта, как повлияют на его осуществление внутренние и внешние факторы[44,45].

На расширение котельной в микрорайоне «Западный луч» будут влиять следующие движущие силы:

- Стабильная выработка теплоты и ГВС. Является сильным по «мощности» фактором, так как стабильная выработка теплоты и ГВС – это основная цель отопительной котельной.
- Персонал знаком с оборудованием. Компания «Уралстройавто» имеет штат высококвалифицированных специалистов, которые смогут в кратчайшие сроки произвести всю необходимую работу на всех стадиях реализации проекта. Эта сила является также сильной по «мощности».
- Дешевле и доступнее оборудование отечественный производитель. Стоимость и доступность являются основными экономическими факторами. Это является сильной по «мощности» силой.
- Более гибкие возможности по геолокации. Является средним по «мощности» фактором.
- Высокая эксплуатационная возможность. Слабая по «мощности» сила, так как новейшее оборудование лучше с технической, но менее выгодно с экономической точки зрения.

К сдерживающим силам данного проекта относятся:

- Нет возможности дальнейшего расширения БМК без дополнительного строительства. Являются основным, самым сильным сдерживающим фактором, так как увеличение количества потребителей, приведет к дополнительным затратам на строительство.
- Повышенная опасность возгорания и взрыва на объекте. Эта сдерживающая сила сильным по «мощности», потому что, безопасность жизнедеятельности является определяет безопасность работы обслуживающего персонала
- Ухудшение качества топлива. Является средним по «мощности» фактором.
- Затруднения с транспортировкой топлива. Слабая по «мощности» сдерживающая сила, так как оказывает значительное влияние, но все же всегда есть возможность выбрать поставщика топлива

Потенциалом изменений в данном случае будет высокий профессионализм специалистов и денежные средства компании «УралСтройАвто».

На рисунке Б.1 в приложении Б изображено поле сдерживающих и движущих сил для расширения котельной микрорайона «Западный луч».

9.6 Планирование мероприятий по реализации проекта (График Ганта)

График Ганта представляет собой столбчатую диаграмму, позволяющую оценивать время затраченное на работу и видеть на каком этапе находится разработка, а также понимать с какой скоростью следует выполнять работы[44, 45].

					13.03.01.2019.532.08 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

График Ганта представлен в Таблице 9.4.

Таблица 9.5 – График Ганта

Этапы работы	2019 год											
	Июнь				Июль				Август			
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
Начертить чертежи тепловой схемы, план котельной на отметке 0.000, размещения потребителей и котла	■	■										
Рассчитать тепловые нагрузки потребителей, рассчитать тепловую схему, составить температурные графики			■									
Провести тепловой расчет оборудования котельной (котел, теплообменник и т. п.)				■								
Произвести технико-экономический расчет выбранного оборудования					■	■						
Составить сметы по текущим и капитальным затратам							■					
Закупить необходимое оборудование по сметам								■				
Составить план испытания и пуска котельной									■			
Провести монтаж котлов и оборудования										■	■	
Провести испытания и пуск котельной в эксплуатацию												■

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.01.2019.532.08 ПЗ

Лист

92

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выпускной квалификационной работе были рассчитаны тепловые нагрузки по поселку и на каждого потребителя в отдельности. С учетом покрытия собственных нужд котельной, тепловых потерь по длине трубопровода и 31% запасом, в расчете на подключение новых потребителей, тепловая нагрузка по микрорайону составила $Q_{\Sigma} = 28,784$ МВт. Также построен температурный график потребления тепла. По этим данным были выбраны и рассчитаны водогрейные жаротрубные котлы Октан КВСА-15due мощностью 15 МВт.

Также был произведен расчет расходов теплоносителя на каждого потребителя и по всему микрорайону и составил $G_{\Sigma} = 707,124$ т/ч в сетевом контуре.

По этим данным, а также по расходу теплоносителя в котловом контуре и по нормам подпитки были выбраны насосы циркуляционные GRUNDFOS CLM 150-278 и Wilo CronoLine IL 100/210-37/2 котлового и сетевого контуров соответственно и подпиточные насосы GRUNDFOS CH 2-30 и GRUNDFOS CH 4-40.

В выпускной работе также рассчитан и выбраны четыре пластинчатых теплообменников «Ридан» НН№62 в соответствии с расчетной поверхностью теплообмена $F = 1150$ м².

Произведен поверочный расчет дымовой трубы с габаритами $D = 1$ м и $h = 30$ м, в результате которого была вычислена величина максимальной приземистой концентрации выбросов оксидов азота в атмосферу.

В разделе «безопасность жизнедеятельности» описаны вредные и опасные факторы при работе котельной, электробезопасность и меры пожарной безопасности, а в разделе «КИП и автоматика» разработана схема автоматизации котла.

В разделе экономика и управление был выбран наиболее рациональный и выгодный проект расширения источника водогрейной котельной «Западный луч».

В графической части представлены план котельной на отметке 0.000, разрез котла, разрез котельной, генеральный план котельной, схема автоматизации котла, плакат по экономической части и плакат по научной части.

					13.03.01.2019.532.08 ПЗ	Лист
						93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Делягин, Г.Н Теплогенерирующие установки / Г.Н. Делягин, В.Н. Лебедев, Б.А. Пермьяков. – М.: Стройиздат, 1986. – 559с., ил.
- 2 Теплофикация и тепловые сети: Учебник/ Под ред. Е.А. Соколова – М.: Энергоиздат, 1982. – 471 с.
- 3 Компания «Professional». Отопительные котельные. – URL.: <http://www.profisar.ru/>
- 4 СНиП 23-01-99 «Строительная климатология». - М.: Госстрой России, 2000 г.
- 5 Полит74 информационно-аналитическое агенство – URL.: <https://www.polit74.ru/chel/>
- 6 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. Введён в действие 27.11.2009 // Российская газета № 5050 27 ноября 2009 г. – 2009.
- 7 Хрестоматия энергосбережения: Справочное издание: В 2-х книгах. Книга 2 / Под ред. В.Г. Лисиенко. – М.: Теплотехник, 2013. – 768 с.
- 8 Каталог энергосберегающих технологий. – <http://max-energy-saving.info>
- 9 СП 124.13330.2012 Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003
- 10 Справочник проектировщика. Проектирование тепловых сетей / Под ред. А.А. Николаева – М.: Стройиздат. – 1965. – 360 с.
- 11 СТО 02494733 5.4-03-2007 Расчет тепловых схем котельных с водогрейными котлами
- 12 Каталог промышленной отопительной техники. – ОКТАН, 2016. – 12 с.
- 13 Каталог промышленной отопительной техники. – ЭНТРОРОС, 2016 – 16 с.
- 14 Котлы водогрейные ОКТАН КВСА-15due – 28 с.
- 15 Краснощеков, Е.А. Задачник по теплопередаче: учебное пособие / Е.А. Краснощеков, А.С. Сукомел. – М.: Энергия, 1980. - 288 с.
- 16 Михеев, М.А. Основы теплопередачи / М.А. Михеев, И.М. Михеева – М.: Энергия, 1973 – 320 с.
- 17 А.П. Лумми, Расчет жаротрубно-дымогарного котла: учебное пособие / А.П. Лумми, В.А. Мунц – ГОУ ВПО УГТУ–УПИ, 2009. – 31 с.
- 18 Барановский, Н.В. Пластинчатые и спиральные теплообменники: Справочник / Н.В. Барановский, Л.М. Коваленко, А.Р. Ястребенецкий. – М.: Машиностроение, 1973. – 288с.
- 19 ГОСТ 15518-87 Аппараты теплообменные пластинчатые. – М.: ИПК Издательство стандартов, 1999.
- 20 Каталог горелочных устройств – <http://www.centр-teplo.ru/catalog/Weishaupt>
- 21 Теплообменники пластинчатые фирмы «РИДАН» – <http://www.ridan.ru>
- 22 Насосы компании «Wilо». Сtimость и технические характеристики оборудования. – <http://www.wilo-russia.ru/wilo-cronoline-il.html?utm>

					13.03.01.2019.532.08 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

23 Насосы компании «Wilо». Сtimость и технические характеристики оборудования. – <http://grundfoc.ru/products/>

24 Трубопроводная арматура. Справочное пособие – Москва: ЛКИ, 2008. – 368 с.

25 Трубопроводная арматура с автоматическим управлением: Справочник / Под ред. С.И. Косых. – Ленинград: Машиностроение, 1982.

26 ГОСТ 24570-81. Клапаны предохранительные паровых и водогрейных котлов. Технические требования. – М.: Издательство стандартов, 1987.

27 Ермохин, А. И. Руководство по оценке загрязнения объектов окружаю-щей среды химическими веществами и методам их контроля: Учебное пособие / А.И. Ермохин, Л.П. Рихванов, Е.Г. Языков. – Томск: ТПУ, 1995. – 96 с.

28 Грибанов, А.И. Расчёт дымовой трубы: Методическое пособие / А.И. Грибанов – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2005. – 23 с.

29 ОНД-86. методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий. – СПб,: Гидрометеиздат, 2007.

30 Мурин, Г.А. Теплотехнические измерения Учебник для техникумов / Г.А. Мурин – М.: Энергия, 1979 – 424 с.

31 Сорока, Н.И. Телемеханика: Конспект лекций для студентов / Н.И. Сорока, Г.А. Кривинченко. – Мн.: БГУИР, 2000.-133 с.

32 ГОСТ 21–404–85. Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах.

33 Трубопроводная арматура с автоматическим управлением: Справочник / Под ред. С.И. Косых.. – Ленинград: Машиностроение, 1982.

34 Защитно-запальные устройства – <http://eta-zzu.ru/запально-защитные-устройства-ззу/>

35 Контрольно-измерительные приборы – <http://mirkip.ru>

36 ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация». - М.: ИПК Издательство стандартов, 2002.

37 Р 2.2.2006-05 «Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда».

38 «Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок». – М.: ЗАО «Энергосервис», 2003. – 264 с.

39 НПБ 105-03 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности».

40 ГОСТ 30247.0-94 «Конструкции строительные. Методы испытаний на огнестойкость». - М.: ИПК Издательство стандартов, 1996.

41 «Правила противопожарного режима в Российской Федерации», актуализированная версия от 6 марта 2015 года.

42 ФЗ-123 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности». - М.: ФГУ ВНИИПО, 2008. – 156с.

43 Автономное тепло – http://avtonomnoeteplo.ru/otopitelnye_kotly/

					13.03.01.2019.532.08 ПЗ	Лист
						95
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

44 Алабугин, А.А. Экономико-управленческая часть дипломного проекта: учебное пособие / А.А. Алабугин, Р.А. Алабугина. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2011. – 46 с.

45 Алешинская, Н.Г. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов: методические рекомендации / сост. Н.Г.Алешинская, П.Л.Виленский, В.И.Волков и др. – М.: Изд. Институт системного анализа РАН, 2004. – 232 с.

					13.03.01.2019.532.08 ПЗ	Лист
						96
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		