

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

ВЫПУСКНАЯ
КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
ПРОВЕРЕНА
Рецензент,
Директор ООО «ТеплоЭнергоКомплекс»
_____ С.В. Уфимцев
«__» _____ 2019 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой
«Промышленная теплоэнергетика»
к.т.н., доцент
_____ К.В.Осинцев
«__» _____ 2019 г.

Реконструкция котельной мощностью 7,56 МВт с установкой водогрейного котла мощностью 3,5 МВт с. Кременкуль Сосновского района Челябинской области

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ БАКАЛАВРА
ЮУрГУ–13.03.01.2019.004.05. 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
_____ Е.Ю.Белоусова
«__» _____ 2019 г.

Челябинск 2019

АННОТАЦИЯ

Белоусова Е.Ю. Реконструкция котельной мощностью 7,56 МВт с установкой водогрейного котла мощностью 3,5 МВт с. Кременкуль Сосновского района Челябинской области – Челябинск: ЮУрГУ, ПИ, ЗФ, 2019, 89 с. 6 ил., библиографический список – 37 названий, 1 приложение, 6 листов чертежей ф. А1, 2 демонстрационных листа ф.А1

В селе Кременкуль Сосновского района Челябинской области было принято решение о реконструкции котельной, являющейся единственным источником теплоснабжения, а именно – замене отработавшего свой ресурс водогрейного котла типа КВГ-6,5 на водогрейный котел марки ТТ-100 мощностью 3500 кВт фирмы ООО «ЭНТРОРОС» Россия.

Целью дипломной работы является проектирование и подбор оборудования для водогрейной отопительной котельной. Повышение качества подачи отопления и горячего водоснабжения, а также экономия энергетических ресурсов.

Во введении описаны роль плюсы использования водогрейных и паровых котлов и их актуальность в настоящее время.

В первой главе рассматривается обоснование реконструкции водогрейной котельной для теплоснабжения села Кременкуль Сосновского района Челябинской области.

Вторая глава посвящена обзору литературных источников.

В третьей главе приведено сравнение отечественных и зарубежных передовых технологий, и решений в области котельного оборудования.

В четвертой главе проводится расчет расхода тепла на отопление, вентиляцию помещений и на горячее водоснабжение. Расчет водогрейного котла.

В пятой главе рассмотрена автоматика котла.

В шестой главе изучены вопросы безопасности жизнедеятельности

В седьмой главе разработана научно-исследовательская работа.

В восьмой главе выполнены технико-экономические расчеты.

В заключении подведены итоги реконструкции отопительной водогрейной котельной.

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

В

					13.03.01.2019.004.05 ПЗ			
		№	Л					
Вы	Белоус				Реконструкция котельной мощностью 7,56 МВт с установкой водогрейного котла мощностью 3,5 МВт с. Кременкуль Сосновского района Челябинской области			Лист
Рук	Осинцев К.В.				3			89
		Алабугина Р.А.			13.03.01.2019.004.05			Кафедра
		Осинцев К.В.			«Промышленная»			Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				5

ОГЛАВЛЕНИЕ

1	ОБОСНОВАНИЕ И АКТУАЛЬНОСТЬ РЕКОНСТРУКЦИИ.....	9
	ВОДОГРЕЙНОЙ КОТЕЛЬНОЙ ДЛЯ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ СЕЛА	
	КРЕМЕНКУЛЬ СОСНОВСКОГО РАЙОНА ЧЕЛЯБИНСКОЙ ОБЛАСТИ ..	9
2	ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ	11
3	СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ	
	И РЕШЕНИЙ В ОБЛАСТИ КОТЕЛЬНОГО ОБРУДОВАНИЯ.....	12
4	РЕКОНСТРУКЦИЯ ВОДОГРЕЙНОЙ КОТЕЛЬНОЙ ДЛЯ	
	ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ СЕЛА КРЕМЕНКУЛЬ СОСНОВСКОГО РАЙОНА	
	ЧЕЛЯБИНСКОЙ ОБЛАСТИ	13
4.1	Графики теплового потребления.....	18
4.2	Газоснабжение котельной	19
4.3	Электроснабжение	22
4.4	Расчет принципиальной тепловой схемы	24
4.5	Расчет водогрейного котла.....	25
4.6	Выбор вспомогательного оборудования	45
4.6.1	Выбор насосов.....	46
4.7	Выбор и расчет теплообменников гвс	49
5	АВТОМАТИКА КОТЛА	55
5.1	Автоматика котла.....	55
5.2	Общекотельная автоматика	55
5.3	Автоматика безопасности	57
5.4	Автоматический учет тепловой энергии	59
5.5	Функциональная схема автоматического регулирования	59
6	БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	61
6.1	Организация безопасной эксплуатации котельной	61
6.2	Техническое обслуживание и текущий ремонт	64
6.3	Мероприятия по безопасности работ при монтаже котельной.....	66
7	НАУЧНАЯ ЧАСТЬ	73
7.1	Автоматическая система регулировки отопления.....	73
7.2	Расчет расхода сетевой воды	74
7.3	Стоимость установки системы автоматического регулирования и	
	сроки ее окупаемости.....	81
8	ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ.....	82
8.1	Технико-экономический расчет	83
8.1.1	Расчет капитальных затрат	83
8.1.2	Расчет текущих затрат	84
8.1.3	Текущие затраты на эксплуатацию котельной до	
	реконструкции.....	84
8.1.4	Текущие затраты на эксплуатацию котельной после	
	реконструкции.....	86
8.1.5	Расчет срока окупаемости реконструкции котельной	86

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						6

13.03.01.2019.004.05

8.2 SWOT - анализ для реализации проекта разработки системы	87
8.3. Планирование целей предприятия и проекта.....	88
8.3.1 Планирование целей проекта, в дереве целей	88
8.3.2 График Ганта	90
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	89
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	92

					13.03.01.2019.004.05	Лист
						7
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время широкое распространение получили водогрейные котлы малой и средней мощности, обладающие простой конструкцией и не требующие больших финансовых вложений на их монтаж и дальнейшее обслуживание.

Если раньше планирующие органы на основе проработок проектных институтов утверждали генеральные схемы застройки и развития городов, райцентров, а вместе с этим - планы строительства ТЭЦ и крупных районных котельных, то в настоящее время ситуация стала совершенно иной. Почти во всех регионах России резко снизилось строительство новых крупных источников тепла и тепловых сетей.

Однако эта проблема с теплоснабжением вполне разрешима. В настоящее время находят широкое применение водогрейные и паровые котельные меньшей мощности, обслуживающие отдельные микрорайоны, кварталы и предприятия. Это приводит к снижению общих капитальных затрат на строительство и эксплуатацию объектов теплоснабжения.

Основной целью данной работы является проектирование и подбор оборудования водогрейной отопительной котельной для теплоснабжения села Кременкуль Сосновского района Челябинской области. Проектом предусмотрена установка замена существующего отработавшего свой ресурс водогрейного котла типа КВГ-6,5 на водогрейный котел марки ТТ-100 мощностью 3500 кВт фирмы ООО "ЭНТРОРОС" (Россия).

Котельная обеспечивается основными энергоносителями, инженерными коммуникациями: природным газом, электроэнергией, водой, имеется отдельный выход дренажной канализации для слива воды из котлов и трубопроводов. Основным топливом для котлов является природный газ.

					<i>13.03.01.2019.004.05</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

1 ОБОСНОВАНИЕ И АКТУАЛЬНОСТЬ РЕКОНСТРУКЦИИ ВОДОГРЕЙНОЙ КОТЕЛЬНОЙ ДЛЯ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ СЕЛА КРЕМЕНКУЛЬ СОСНОВСКОГО РАЙОНА ЧЕЛЯБИНСКОЙ ОБЛАСТИ

Проектом предусматривается реконструкция отопительной котельной для теплоснабжения села Кременкуль Сосновского района Челябинской области с заменой отработавшего свой ресурс водогрейного котла.

В проекте приняты прогрессивные технические решения, позволяющие экономить материально-технические ресурсы и тепловую энергию:

- В водогрейной котельной взамен существующего водогрейного котла типа КВГ предусматривается установка автоматизированного водогрейного котлоагрегата марки ТТ-100 мощностью 3500 кВт фирмы ООО "ЭНТРОПОС" (Россия) с газовой горелкой R512A M.MD.S.RU.A.8.65 фирмы "CIB-UNIGAS S.P.A." (Италия).

Предусмотренные в проекте технологические решения, организация производства и труда соответствуют новейшим достижениям науки и техники:

- работа оборудования котельной запроектирована в автоматизированном режиме с постоянным существующим обслуживающим персоналом с передачей контроля, поддержания и вывод информации с сохранением данных на щит диспетчера, установленный в помещении операторской, возможно удаленному оператору.

- Применение системы позволяет:
- экономить тепло;
- энергоресурсы;
- повысить качество тепло- и горячего водоснабжения;
- уменьшить затраты на собственные нужды;
- увеличить ресурс технологического оборудования;
- повысить технический уровень и культуру обслуживания серв.службой;
- обеспечить потребителю комфортные условия.

Расчетные климатические данные приняты по СП 131.13330. 2012 актуализированная редакция СНиП 23-01-99 «Строительная климатология».

Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления $t_{o} = - 34 \text{ }^{\circ}\text{C}$.

Средняя температура наружного воздуха за отопительный период $t_{от} = -6,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$. Продолжительность отопительного периода - 218 дней.

Нормативная снеговая нагрузка – 180 кг/м².

Нормативный скоростной напор ветра - 30 кг/м².

Топливо – природный газ.

Категория потребителей тепла по надежности теплоснабжения и отпуска тепла - вторая. Теплоноситель для нужд отопления, вентиляции и горячего водоснабжения - вода с параметрами - $t_1 = 95 \text{ }^{\circ}\text{C}$, $t_2 = 70 \text{ }^{\circ}\text{C}$. Схема теплоснабжения – закрытая. Здание котельной существующее, отдельно

					13.03.01.2019.004.05	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

стоящее. Общая площадь в плане составляет 447,36 м², высота в котельном зале Н = 9,5 м.

Обоснование реконструкции котельной

Экономия связана с реализацией программы энергосбережения предприятия.

В связи с физическим износом котла КВГ фактическое КПД снизилось до 70%. Установка нового котла ТТ-100 с КПД 91% позволит сэкономить затраты на покупку природного газа.

Так как котельная после реконструкции может работать автоматизированном режиме с без постоянного присутствия обслуживающего персонала, это позволит экономить затраты на содержание операторов.

Так как установленный котел после реконструкции работает без дымососа, это позволит снизить затраты на покупку электрической энергии.

					<i>13.03.01.2019.004.05</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		10

2 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ

При написании данной работы были использованы научная и учебно-методическая литература, нормативно-законодательные акты.

Распоряжения Правительства РФ «Энергетическая стратегия России на период до 2030 года». Стратегия направлена на эффективное использование природных энергетических ресурсов и потенциала энергетического сектора для устойчивого роста экономики, повышения качества жизни населения страны и содействия укреплению ее внешнеэкономических позиций [1].

Согласно «Основам государственной политики в области экологического развития РФ на период до 2030 года»: экологическая политика определяет стратегическую цель в области охраны окружающей среды, предусматривает рациональное использование природных ресурсов и обеспечение экологической безопасности, также ставит основные задачи, решение которых необходимо для достижения поставленной цели, и механизмы реализации этих задач [2].

В данной работе произведен расчет и подбор оборудования водогрейной котельной. Для этого были использованы «Основы проектирования котельных установок» под ред. Ю.Л. Гусева [9], «Справочник по котельным установкам малой производительности» под ред. К.Ф. Роддатиса, учебные пособия по котельным установкам [15], «Котельные установки» под ред. Н.А. Киселева [11] и другие учебные пособия, а также следующие нормативные документы: СНиП «Котельные установки» [17], СНиП «Тепловые сети» [18]. В данной литературе содержится необходимая методика расчета, формулы и схемы.

При расчете тепловых нагрузок, был использован справочник «Теплофикация и тепловые сети» [19], СП «Строительная климатология» [22].

При написании раздела по безопасности жизнедеятельности, была использована следующая литература – «Безопасность жизнедеятельности: Учебное пособие с элементами самостоятельной работы студентов» [4]. В этом учебном пособии подробно изложены основные положения по безопасности жизнедеятельности человека на производственных объектах.

Выполняя экономические расчеты, следует обращаться к методическим рекомендациям по оценке эффективности инвестиционных проектов, разработанную Н.Г.Алешинской, П.Л.Виленским, В.И.Волковым и др. [11].

Для написания экономической части выпускной квалификационной работы, использовано учебное пособие Алабугин, А.А. «Экономико-управленческая часть выпускных квалификационных работ для направления подготовки Теплоэнергетика и теплотехника» [1], где подробно описан метод расчета экономической части выпускной квалификационной работы.

					13.03.01.2019.004.05				Лист
									11
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

3 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ В ОБЛАСТИ КОТЕЛЬНОГО ОБРУДОВАНИЯ

Для сравнения возьмем отечественный котел КВГ ранее установленный в котельной до реконструкции и ТТ-100 кВт фирмы ООО "ЭНТРОРОС" (Россия). Сравним технические характеристики котлов и сведем в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 - Сравнение котлов КВГ и ТТ-100

ТТ-100	КВГ
Высокий КПД 91 % – обеспечивается конструкцией котлов и характеризуется стабильновысоким значением на разных нагрузках.	КПД котла – 70 %
Котлы трехходовые с проходной топкой. Топка расположена по центру котла.	Котлы водогрейные, стальные, комбинированные, прямоточные, с уравновешенной тягой, в легкой натрубной обмуровке по наружным ограждающим поверхностям
Низкое аэродинамическое сопротивление позволяет работать горелке под наддувом без дымососа	Так как в топке котла необходимо обеспечить разрежение 30-60 Па, требуется установка дымососа
Надежная и простая конструкция котлов, большой срок службы – учтены требования и опыт эксплуатации российских тепловых сетей, нормативный срок службы котлов составляет 20 лет.	Срок службы котла – 10 лет

4 РЕКОНСТРУКЦИЯ ВОДОГРЕЙНОЙ КОТЕЛЬНОЙ ДЛЯ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ СЕЛА КРЕМЕНКУЛЬ СОСНОВСКОГО РАЙОНА ЧЕЛЯБИНСКОЙ ОБЛАСТИ

Расход тепла на отопление:

Максимальный тепловой поток на отопление (4.1):

$$Q_o^{\max} = A \cdot q_o (1 + k_1), \text{ Вт} \quad (4.1)$$

где A – жилая площадь, м^2 ;

$A = N \cdot f$, где f – норма расхода жилой площади на 1 чел. = $18 \text{ м}^2/\text{чел}$

$$A = 2000 \cdot 18 = 36000 \text{ м}^2$$

q_o – удельный тепловой поток на отопление 1 м^2 .

k_1 – коэффициент, учитывающий тепловой поток на отопление, принимаем 0,25.

Принимая укрупненный показатель максимального теплового потока на отопление зданий q_o находим расход тепла на отопление. Для района где расположена котельная $q_o = 102,6 \text{ Вт/м}^2$.

Отсюда находим максимальный тепловой поток на отопление:

$$Q_o^{\max} = 36000 \cdot 102,6 \cdot (1 + 0,25) = 4617000 \text{ Вт}$$

Расход сетевой воды на отопление при этом равен (4.2):

$$G_o^{\max} = \frac{Q_o^{\max}}{c \cdot (t_{\text{п}} - t_o)}, \quad (4.2)$$

где $t_{\text{п}}$ и t_o – температура на подаче и обратке тепловой сети, равны соответственно $t_{\text{п}} = 95 \text{ }^\circ\text{C}$, $t_o = 70 \text{ }^\circ\text{C}$.

c – теплоемкость воды, принимаем $4198 \text{ Дж}/(\text{кг} \cdot \text{ }^\circ\text{C})$;

Отсюда находим расход сетевой воды на отопление:

$$G_o^{\max} = \frac{4617000}{4198 \cdot (95 - 70)} = 44 \frac{\text{кг}}{\text{с}} = 158,4 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$$

Средняя величина теплового потока отопления за отопительный период (1.3):

$$Q_o^{\text{cp}} = Q_o^{\max} \frac{t_{\text{с}} - t_{\text{cp.o}}}{t_{\text{с}} - t_{\text{p.o}}}, \text{ Вт} \quad (4.3)$$

									Лист
									13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.01.2019.004.05

$t_e = 18 \text{ }^\circ\text{C}$ – температура воздуха внутри помещений;
 $t_{p.o} = -34 \text{ }^\circ\text{C}$ – температура наружного воздуха для расчета системы отопления;

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

Отсюда средний тепловой поток на отопление равен:

$$Q_o^{cp} = 4617000 \frac{18 - (-6,5)}{18 - (-34)} = 2175317 \text{ Вт}$$

Расход тепла на отопление за год (4.4):

$$Q_o^{год} = 24 \cdot 3600 \cdot Q_o^{cp} \cdot n, \frac{\text{ГДж}}{\text{год}} \quad (4.4)$$

$n=218$ – длительность отопительного периода, сут;

Значит

$$Q_o^{год} = 24 \cdot 3600 \cdot 2175317 \cdot 218 = 40973 \frac{\text{ГДж}}{\text{год}}$$

Годовой расход природного газа на отопление (4.5):

$$Q_{газ}^{год} = \frac{Q_o^{год}}{Q_n^p \cdot \eta}, \frac{\text{м}^3}{\text{год}} \quad (4.5)$$

η – коэффициент полезного действия отопительной системы при работе на природном газе, до реконструкции $\eta=0,7$ и после реконструкции $\eta=0,91$;

Q_n^p – низшая теплота сгорания природного газа, $Q_n^p = 33500 \text{ кДж/м}^3$;

До реконструкции:

$$Q_{газ}^{год} = \frac{40973 \cdot 10^9}{33500 \cdot 0,7 \cdot 10^3} = 1747249 \frac{\text{м}^3}{\text{год}}$$

После реконструкции:

$$Q_{газ}^{год} = \frac{40973 \cdot 10^9}{33500 \cdot 0,91 \cdot 10^3} = 1344038 \frac{\text{м}^3}{\text{год}}$$

Расход тепла на вентиляцию:

Максимальный тепловой поток на вентиляцию (4.6):

$$Q_s^{\max} = A \cdot q_o \cdot k_1 \cdot k_2, \text{ Вт} \quad (4.6)$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.01.2019.004.05

Лист

14

где A – жилая площадь, 36000 м²;

q_o – удельный тепловой поток на отопление 1 м², при температуре вентиляции для г. Челябинска равной $t_b=20$ °С.

$k_1 = 0,25$ – коэффициент, учитывающий тепловой поток на отопление, принимаем 0,25

$k_2 = 0,4$ – коэффициент, учитывающий тепловой поток на вентиляцию общественных зданий, принимаем 0,4.

Отсюда

$$Q_g^{\max} = 36000 \cdot 91 \cdot 0,25 \cdot 0,4 = 327600 \text{ Вт}$$

Расход сетевой воды на вентиляцию определяем из выражения (4.7):

$$G_g^{\max} = \frac{Q_g^{\max}}{c \cdot (t_{\text{п}} - t_o)}, \quad (4.7)$$

$t_{\text{п}}$ и t_o – температура на подаче и обратке тепловой сети, равны соответственно $t_{\text{п}}=95$ °С, $t_o=70$ °С.

c – теплоемкость воды, принимаем 4198 Дж/(кг·°С);

Отсюда находим расход сетевой воды на вентиляцию:

$$G_g^{\max} = \frac{327600}{4198 \cdot (95 - 70)} = 3,1 \frac{\text{кг}}{\text{с}} = 11,2 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$$

Средний тепловой потока на вентиляцию (4.8):

$$Q_g^{\text{ср}} = Q_g^{\max} \frac{t_g - t_{\text{ср.о}}}{t_g - t_{\text{р.в}}}, \text{ Вт} \quad (4.8)$$

$t_g = 18$ °С – температура воздуха внутри помещений;

$t_{\text{р.о}} = -34$ °С – температура наружного воздуха для расчета системы отопления;

$t_{\text{ср.о}} = -6,5$ °С – средняя температура наружного воздуха за отопительный период. Отсюда средний тепловой поток на вентиляцию равен:

$$Q_o^{\text{ср}} = 327600 \frac{18 - (-6,5)}{18 - (-34)} = 154350 \text{ Вт}$$

										Лист
										15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2019.004.05					

Годовой расход тепла на вентиляцию (4.9):

$$Q_{\text{в}}^{\text{год}} = 24 \cdot 3600 \cdot Q_{\text{о}}^{\text{ср}} \cdot n, \frac{\text{ГДж}}{\text{год}} \quad (4.9)$$

$n=218$ – длительность отопительного периода, сут;

$$Q_{\text{в}}^{\text{год}} = 24 \cdot 3600 \cdot 154350 \cdot 218 = 2907 \frac{\text{ГДж}}{\text{год}}$$

Годовой расход природного газа на вентиляцию (4.10):

$$Q_{\text{газ}}^{\text{год}} = \frac{Q_{\text{в}}^{\text{год}}}{Q_{\text{н}}^{\text{п}} \cdot \eta}, \frac{\text{м}^3}{\text{год}} \quad (4.10)$$

η – коэффициент полезного действия отопительной системы при работе на природном газе, до реконструкции $\eta=0,7$ и после реконструкции $\eta=0,91$;

$Q_{\text{н}}^{\text{п}}$ – низшая теплота сгорания природного газа, $Q_{\text{н}}^{\text{п}} = 33500 \text{ кДж/м}^3$;

До реконструкции $Q_{\text{газ}}^{\text{год}} = \frac{2907 \cdot 10^9}{33500 \cdot 0,7 \cdot 10^3} = 123966 \frac{\text{м}^3}{\text{год}}$

После реконструкции $Q_{\text{газ}}^{\text{год}} = \frac{2907 \cdot 10^9}{33500 \cdot 0,91 \cdot 10^3} = 95365 \frac{\text{м}^3}{\text{год}}$

Расход тепла на горячее водоснабжение:

Находится по формуле (4.11):

$$Q_{\text{г.в}}^{\text{ср}} = \frac{m(a+b)(60-t_c)}{3,6 \cdot 24} \text{с, Вт} \quad (4.11)$$

m – число жителей, 2000 человек;

$a = 105 \text{ л/сут}$ – суточная норма расхода горячей воды на одного жителя;

$b = 25 \text{ л/сут}$ – суточная норма расхода горячей воды на одного жителя;

$60 \text{ } ^\circ\text{C}$ – температура горячей воды у потребителя;

$t_c = 5 \text{ } ^\circ\text{C}$ – температура холодной воды;

$c = 4,18 \text{ кДж/кг } ^\circ\text{C}$ – теплоемкость воды.

Отсюда

					13.03.01.2019.004.05	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

$$Q_{г.в}^{cp} = \frac{2000 \cdot (105 + 25) \cdot (60 - 5)}{3,6 \cdot 24} 4,18 = 691828 \text{ Вт}$$

Максимальный расход тепла на ГВС определяется из выражения (4.12):

$$Q_{г.в}^{max} = Q_{г.в}^{cp} \cdot 2,4 \quad (4.12)$$

Значит максимальный расход тепла на ГВС равен

$$Q_{г.в}^{max} = 691828 \cdot 2,4 = 1660389 \text{ Вт}$$

Годовой расход тепла на горячее водоснабжение находим из выражения:

$$Q_{г.в}^{год} = 24 \cdot 3600 \cdot 350 \cdot Q_{г.в}^{cp} \cdot \frac{\text{ГДж}}{\text{год}}$$

$$Q_{г.в}^{год} = 24 \cdot 3600 \cdot 691828 \cdot 350 = 20921 \frac{\text{ГДж}}{\text{год}}$$

Годовой расход природного газа на ГВС (4.13):

$$Q_{газ}^{год} = \frac{Q_{г.в}^{год}}{Q_n^p \cdot \eta} \cdot \frac{\text{м}^3}{\text{год}} \quad (4.13)$$

η – коэффициент полезного действия отопительной системы при работе на природном газе, до реконструкции $\eta=0,7$ и после реконструкции $\eta=0,91$;

Q_n^p – низшая теплота сгорания природного газа, $Q_n^p = 33500 \text{ кДж/м}^3$;

$$\text{До реконструкции } Q_{газ}^{год} = \frac{20921 \cdot 10^9}{33500 \cdot 0,7 \cdot 10^3} = 892154 \frac{\text{м}^3}{\text{год}}$$

$$\text{После реконструкции } Q_{газ}^{год} = \frac{20921 \cdot 10^9}{33500 \cdot 0,91 \cdot 10^3} = 686272 \frac{\text{м}^3}{\text{год}}$$

Средний расход сетевой воды на ГВС находим из выражения:

$$G_{г.в}^{cp} = \frac{691828}{4198 \cdot (95 - 70)} = 6,6 \frac{\text{кг}}{\text{с}} = 23,7 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$$

Средний расход холодной водопроводной воды на горячее водоснабжение равен:

					13.03.01.2019.004.05	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

$$G_x^{cp} = \frac{691828}{4198 \cdot (60 - 5)} = 3,0 \frac{к\mathcal{Z}}{с} = 10,8 \frac{м^3}{ч}$$

Значит годовой расход холодной воды на нужды горячего водоснабжения равен:

$$G_{\text{звс}}^{\text{год}} = 10,8 * 24 * 350 = 90610 \frac{м^3}{\text{год}}$$

Максимальный расход сетевой воды на горячее водоснабжение:

$$G_{\text{звс}}^{\text{max}} = \frac{1660389}{4198 \cdot (95 - 70)} = 15,8 \frac{к\mathcal{Z}}{с} = 56,9 \frac{м^3}{ч}$$

4.1 График теплового потребления

Для построения годового графика теплового потребления по месяцам находим среднемесячные температуры наружного воздуха. Затем определим часовые расходы теплоты на отопление и вентиляцию для каждого месяца со среднемесячной температурой ниже +8 °С. Определим суммарные расходы теплоты для месяцев отопительного периода как сумму часовых расходов на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение.

Для месяцев неотапительного периода суммарный расход теплоты будет равен среднечасовому расходу теплоты на горячее водоснабжение $Q_{\text{hm}}^s = 0,452$ МВт. Результаты расчета изобразим на температурном графике и сведем в таблицу 4.2.

					13.03.01.2019.004.05	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

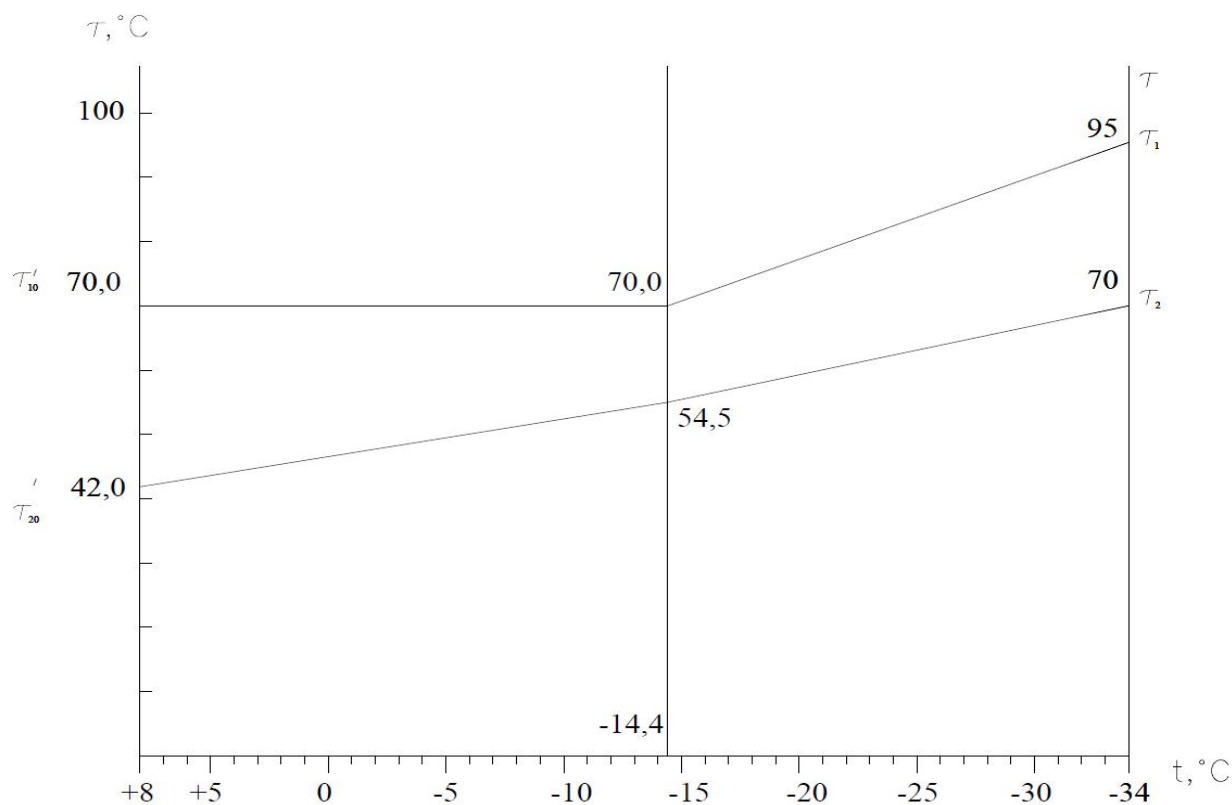


Рисунок 4.2 - Температурный график

Таблица 4.2 - Расходы теплоты в зависимости от наружной температуры

T_n , °C	τ , час	Q_{0max} , МВт	Q_{vmax} , МВт	Q_{hm} , МВт	ΣQ , МВт
-34	7	4,62	0,33	0,69	5,64
-30	39	4,28	0,30	0,69	5,27
-25	166	3,85	0,27	0,69	4,81
-20	521	3,42	0,24	0,69	4,35
-15	1112	2,99	0,21	0,69	3,90
-10	1949	2,57	0,18	0,69	3,44
-5	2924	2,14	0,15	0,69	2,98
0	3912	1,71	0,12	0,69	2,52
8	5328	1,03	0,07	0,69	1,79
>8	8760	0,00	0	0,45	0,45

4.2 Газоснабжение котельной

Топливом для проектируемой котельной является природный газ, который должен соответствовать требованиям ГОСТ 5542-87. Теплота сгорания природного газа – 8000 ккал/нм³, плотность – 0,6855 кг/м³.

Проектом реконструкции предусмотрено:

-врезка на вводе газопровода среднего давления фланцевого термозапорного клапана КТЗ Ду100 КТЗ-001-100-02, предназначенного для отключения системы при повышении температуры внутреннего воздуха котельной до 80...100 0С (при пожаре). Клапан КТЗ не требует обслуживания, может быть установлен на отм. +3.500 мм;

-установка системы автоматического контроля загазованности САКЗ-М с врезкой в существующий газопровод электромагнитного клапана марки КЗЭГМ-100. САКЗ-М предназначен для непрерывного автоматического контроля содержания топливного газа (метана) и оксида углерода (СО) в воздухе помещения котельной, выдачи сигнализации и перекрытия магистрали при аварийной ситуации; -подключение горелки вновь устанавливаемого котла тепловой мощностью 3,5 МВт к существующему коллектору Ду 150 мм. Точка подключения - второй фланец существующей задвижки Ду 100 мм. Перед горелкой устанавливается поагрегатный узел учета - счетчик турбинный марки TRZ G400/1,6;

-демонтаж части существующего коллектора Ду150 и переврезка продувочных газопроводов. Работы на существующем газопроводе среднего давления вести после отключения внутреннего газопровода от газа задвижкой на фасаде, опорожнением от газа и продувкой воздухом до положительного анализа. Источником газоснабжения котельной является существующий газопровод среднего давления и существующее ГРУ, расположенное в котельной. Коммерческий учет газа осуществляется единым существующим узлом учета газа.

Редуцирование газа до требуемого для работы горелок $P_{раб}=0,15$ кгс/см² осуществляется регулятором марки РДУК-2Н (В)-100.

Вновь устанавливаемый котел марки ТЕРМОТЕХНИК ТТ100 тепловой мощностью 3,5 МВт комплектуется горелкой блочно-модульной, производитель «СІВ-UNIGAS S.P.A.», марка R512A M.MD.S.RU.A.8.65. горелка адаптирована специально для котла ТТ 100.

Характеристика горелки R512A M.MD.S.RU.A.8.65.

- тепловая мощность 600 - 4500 кВт
- расход газа 63,5 - 476 м³/час
- давление газа min 150 мбар - max 500 мбар
- газовая рампа 65/DN65
- тип регулирования прогрессивно-модулирующее.

Горелка работает в автоматическом режиме, имеет необходимые защиты и срабатывания при отклонении от заданных параметров.

Подвод к горелке Дн 108х4 мм запроектирован из стальных электросварных труб группы В ГОСТ 10705-80* (сортамент ГОСТ 10704-91), изготовленных из стали марки 10 по ГОСТ 1050-88 не менее 2-ой категории (исключить применение труб Дн 108 мм из слитка). Продувочные газопроводы выполнены из стальных водогазопроводных труб по ГОСТ 3262- 75, изготовленных из стали марки СтЗсп ГОСТ 1050-88*. Соединения труб выполнить на сварке

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2019.004.05					20

Перед испытанием внутренняя полость труб должна быть очищена от влаги, окалины и других загрязнений продувкой воздухом. Испытательных участков 2, манометры класса точности 0,15 или 0,4.

Применяемое оборудование и материалы соответствуют требованиям нормативно-технической документации, имеют сертификаты соответствия, импортное оборудование - разрешения Ростехнадзора Р.Ф. на применение. Наличие сертификата соответствия и разрешения, а так же срок службы должно отражаться в паспортах на оборудование.

Оборудование и трубопроводы по истечении расчетного ресурса работы подлежат диагностике с целью определения остаточного ресурса с разработкой мероприятий, обеспечивающих безопасную эксплуатацию на весь срок продления жизненного цикла или обоснования необходимости замены. Срок службы стальных газопроводов установлен 40 лет, оборудования - согласно паспортам.

Монтаж и испытания газопровода должна выполнять строительномонтажная организация имеющая свидетельство СРО на право производства работ, в соответствии с требованиями СНиП 42-01-2002 "Газораспределительные системы" и ПБ 12-529-03 "Правил безопасности систем газораспределения и газопотребления".

Допускается применение труб, запорной арматуры, сварочных и изоляционных материалов, не предусмотренных настоящим проектом, но допускаемых для применения действующими нормативными документами.

4.3 Электроснабжение

Проектом выполнено силовое подключение вновь устанавливаемого газового водогрейного котла «Термотехник» ТТ-100 в пос. Кременкуль Сосновского муниципального района Челябинской области.

Источником электроснабжения является существующее вводное распределительное устройство. ВРУ имеет две секции шин и запитано и запитано по II категории с ТП-1245 и ТП-1289. Подвод питания выполнить кабелем ВВГнг 5x4 со свободных фидеров одной из ТП. Учёт электроэнергии существующий.

Общие параметры проектируемой сети электроснабжения:

- мощность установленная: 14,37 кВт;
- расчётный ток: 29,93 А;
- потеря напряжения от ВРУ: 1,45%.

От ВРУ запитан щит силовой ЩС, от которого запитаны:

- вентилятор горелки, $P = 9,2$ кВт; $I = 16,7$ А;
- автоматика горелки 220В, $P = 0,5$ кВт; $I = 2,44$ А;
- ЩКУ 380В, $P = 0,29$ кВт; $I = 1,28$ А;
- панель котла 220В, $P = 0,01$ кВт; $I = 0,05$ А.

										Лист
										22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2019.004.05					

Для защиты от поражения электрическим током в случае повреждения изоляции существуют следующие средства защиты:

- существующее защитное заземление;
- система уравнивания потенциалов.

Все электроприёмники заземляются жилами РЕ питающих кабелей, а также отдельными шинами выполненными из провода ПВ1 сечением 6 кв.мм.

Котельная по обеспечению надежности электроснабжения относится ко второй категории, с резервным вводом электропитания. Проектом предусмотрена возможность запитки от трансформаторных подстанций двумя кабелями.

Питание электроприемников выполняется от сети 380/220В с глухозаземленной нейтралью.

В качестве вводно-учетного устройства выбран шкаф с ручным переключателем на резервное электропитание. ВРУ на 100А с трехфазным четырехпроводным электросчетчиком с трансформаторами тока на 100/5А. Напряжение силовой сети ~380В, цепей управления ~220В.

В качестве пусковой аппаратуры для электродвигателей горелок и насосов, используются автоматы и пускатели, установленные в шкафах управления ШУК.

Разводка кабелей по котельной выполнена на металлических лотках кабелем ВВГ с медными жилами.

Однофазные групповые сети выполнены трехпроводными, система (TN-S) - фазный, нулевой рабочий и защитный проводники.

Вводы кабелей в электрические машины и аппараты выполнены при помощи вводных устройств. Места ввода уплотнены.

Электрические проводки к двигателям и исполнительным устройствам выполнены в металлорукавах. Металлорукава заземлены.

Проектом предусмотрено устройство сети внутреннего рабочего и наружного освещения напряжением 220В, ремонтного освещения 12В переменного тока.

Для аварийного освещения применить электрические фонари с аккумуляторными батареями или сухими элементами. (СНиП II-35-76* п. 14.15)

Рабочее освещение выполнено светильниками в пылевлагозащитном исполнении с лампами накаливания, тип светильника выбран согласно назначению помещения.

Монтаж светильников выполняется под перекрытием по профилю, на тросе.

В соответствии с ПУЭ 2002, ГОСТ Р 505571-97 все металлические нетоковедущие части осветительных установок необходимо присоединены к специальной жиле 3-х жильного кабеля.

Управление освещением осуществляется выключателями, установленными у входа в помещение.

Выключатели установлены на высоте 1,5 м от уровня пола, розетки - на высоте 0,8 м.

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2019.004.05					23

Проектом предусматривается отключение части светильников в режиме частичного затемнения (светомаскировки) и отключение наружного освещения в режиме полного затемнения согласно СНиП 2.0153-84 и СНиП 2.01.51-90.

В качестве главной заземляющей шины (ГЗШ) следует использовать шину РЕ, выполненную внутри шкафа вводно-учетного.

Главную заземляющую шину в шкафу вводно-учетном соединить (приварить) к трубам теплоносителя, водопровода на вводе их в здание и с металлическими элементами котельной металлической полосой 40x4 мм.

В качестве заземления для системы уравнивания потенциалов, используется стальная полоса 40x4 мм. Система уравнивания потенциалов объединяет между собой:

- внутренний контур заземления;
- защитный проводник N питающей линии;
- главную заземляющую шину, расположенную в шкафу вводно-учетном;
- металлические трубы инженерных коммуникаций (трубы водоснабжения, отопления, ГВС);
- металлические конструкции, технологического оборудования;
- металлические корпуса щитов, электрооборудования и осветительной арматуры.

Нулевые защитные проводники соединены на шине защитного заземления с помощью болтового соединения, причем под каждый болт присоединяется только один проводник.

Для защиты людей от поражения электрическим током при повреждении изоляции электрооборудования проектом предусмотрено устройство сети зануления.

Условные обозначения приняты согласно ГОСТ 21.614-88.

Организовать эксплуатацию электроустановок котельной согласно «Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей», «Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей».

Эксплуатацию электроустановок должен осуществлять подготовленный электротехнический персонал. У обслуживающего персонала должна быть техническая документация согласно п.1.8.1 правил "Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей».

4.4 Расчет принципиальной тепловой схемы

Выполним расчет тепловой схемы котельной для четырех режимов работы (зимний, промежуточный, начало и конец отопительного сезона, летний).

Принципиальная схема изображена на рисунке 4.3.

					13.03.01.2019.004.05	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

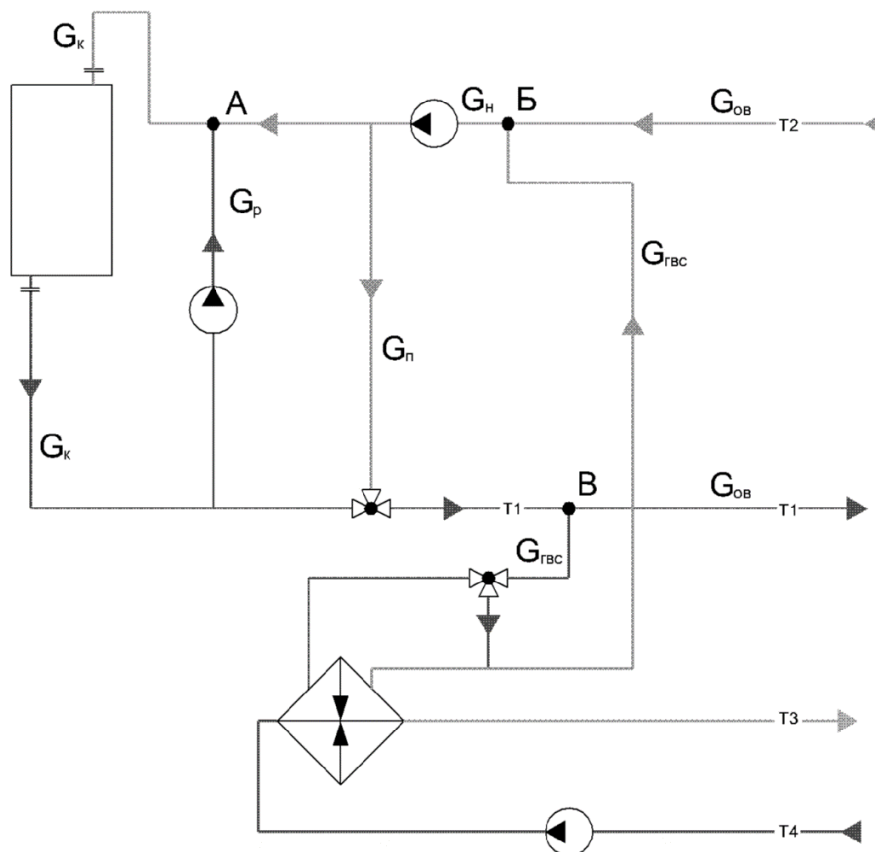


Рисунок 4.3 - Принципиальная тепловая схема котельной

Так как регулирование качественное, данные расходы остаются постоянными на протяжении всего отопительного сезона

Для расчета тепловой схемы рассчитываем балансы теплоты и воды в узлах смешения А, Б, В для четырех режимов работы.

Результаты расчетов сведем в таблицу 4.3.

Таблица 4.3 Расходы сетевой воды

Режимы	$G_{к},$ $м^3/ч$	$G_{ов},$ $м^3/ч$	$G_{двс},$ $м^3/ч$	$G_{p},$ $м^3/ч$	$G_{n},$ $м^3/ч$	$G_{н},$ $м^3/ч$
1. Зимний	227	170	57	0	0	227
2. Промежуточный	191,2	170	57	80,8	116,6	227
3. Переходный	171,7	170	57	99,2	154,5	227
4. Летний	57	0	57	0	0	57

4.5 Расчет водогрейного котла

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

В данном случае выполнен поверочный расчет водогрейного трехходового котла, производства Энтророс: ТТ-100 мощностью 3,5 МВт в соответствии с

нормативным методом расчета котельных агрегатов [10], а также с методическими указаниями [11].

Исходные данные:

Вид топлива: природный газ

Состав газа:

метан $\text{CH}_4 = 94,2\% \text{CH}_4 = 94,2\%$,

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: $Q_{\text{H}}^{\text{P}} = 8640 \text{ ккал/м}^3 = 36170 \text{ кДж/м}^3$.

Плотность газа: $\rho_{\text{г}}^{\text{с}} = 0,758 \text{ кг/м}^3$.

Теплопроизводительность котла: $Q_{30} = 3,5 \text{ МВт}$.

Температура уходящих газов: $t_{\text{yx}} = 156$

Расчет теоретических объемов воздуха и продуктов сгорания:

Объем дымовых газов при н.у. рассчитывается по формуле (4.14):

$$V_2 = V_{\text{H}_2\text{O}} + V_{\text{RO}_2}^0 + V_{\text{N}_2}^0 + (\alpha - 1) \cdot V^0, \quad (4.14)$$

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

$V_{\text{RO}_2}^0$ – объем трехатомных газов;

$V_{\text{N}_2}^0$ – объем азота;

V^0 – теоритический объемный расход воздуха;

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

Теоретическое количество воздуха при сжигании 1 м^3 сухого газообразного топлива (4.15):

$$V^0 = 0,0476 \left(\sum \left(m + \frac{n}{2} \right) C_n H_m \right) \quad (4.15)$$

$$V^0 = 0,04762 \cdot (2 \cdot 94,2 + 3,5 \cdot 2,5 + 5 \cdot 0,4 + 6,5 \cdot 0,2 + 8 \cdot 0,1) = 9,58 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Объем трехатомных газов (4.15):

$$V_{\text{RO}_2} = 0,01 \left(\sum m C_n H_m \right) \quad (4.15)$$

$$V_{\text{RO}_2} = 0,01 \cdot (94,2 + 2 \cdot 2,5 + 3 \cdot 0,4 + 4 \cdot 0,2 + 5 \cdot 0,1) = 1,017 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Теоретический объём водяных паров (4.16):

					13.03.01.2019.004.05	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

$$V_{H_2O}^0 = 0,01 \cdot \left(\sum_2^n C_m H_n \right) + 0,0161 \cdot V^0 \quad (4.16)$$

$$V_{H_2O}^0 = 0,01(2 \cdot 94,2 + 3 \cdot 2,5 + 4 \cdot 0,4 + 5 \cdot 0,2 + 6 \cdot 0,1) + (0,0161 \cdot 9,56) = 2,145 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Действительный объём водяных паров (при $\alpha > 1$) (4.17):

$$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,0161(\alpha - 1)V^0 \quad (4.17)$$

$$V_{H_2O} = 2,145 + (0,0161 \cdot 0,15 \cdot 9,56) = 2,168 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Теоретический объём азота (4.18):

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot V^0 + \frac{N_2}{100} \quad (4.18)$$

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot 9,56 + 0,01 \cdot 2,6 = 7,594 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Коэффициент избытка воздуха зависит от вида сжигаемого топлива, его качества, условий и параметров топливоподготовки, метода сжигания топлива и конструкции топочного устройства. Для дальнейших расчетов α определяем по [6]:

Коэффициент избытка воздуха на выходе из топки:

$$\alpha_m = 1,1$$

Коэффициент избытка воздуха в котельном пучке (2-й и 3-й ход) (4.19):

$$\alpha_{кп} = \alpha_m + \Delta\alpha_{кп} \quad (4.19)$$

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

$$\alpha_{кп} = 1,1 + 0 = 1,1$$

Действительный объём дымовых газов (4.20):

$$V_2 = V_{N_2}^0 + V_{RO_2} + V_{H_2O}^0 + 1,0161(\alpha - 1)V_g^0 \quad (4.20)$$

$$V_2 = 7,594 + 1,017 + 2,145 + 1,0161 \cdot (1,1 - 1) \cdot 9,58 = 11,74 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Доля трехатомных газов (4.21):

$$r_{RO_2} = \frac{V_{RO_2}^0}{V_2} \quad (4.21)$$

Доля водяных паров (4.22):

$$r_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}^0}{V_2} \quad (4.22)$$

$$r_{H_2O} = \frac{2,145}{11,74} = 0,183$$

Суммарная объемная доля трехатомных газов (4.23):

$$r_n = r_{H_2O} + r_{RO_2} = 0,27 \quad (4.23)$$

Расчёт энтальпий продуктов сгорания газа и воздуха:

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

Теплосодержание продуктов сгорания, кДж/м³ (4.24):

$$I_2 = I_2^0 + I_6^0 \cdot (\alpha - 1) \quad (4.24)$$

Теплосодержание газов, кДж/м³ (4.25):

$$I_2^0 = \sum_{i=1}^1 V_i^0 (c_i \cdot \vartheta) = (V_{RO_2}^0 \cdot c_{RO_2} + V_{H_2O}^0 \cdot c_{H_2O} + V_{N_2}^0 \cdot c_{N_2}) \cdot \vartheta, \quad (4.25)$$

где I_2^0 и I_6^0 – теоретические теплосодержания газов и воздуха;

ϑ – температура газов, °С;

$c_{RO_2}, c_{H_2O}, c_{N_2}, c_6$ – теплоёмкости трёхатомных газов, водяных паров, азота и холодного воздуха (при температуре $t_{хв}$) и постоянном давлении (равном атмосферному), кДж/м³.

Теплосодержание воздуха, кДж/м³ (4.26):

$$I_6^0 = V^0 c_6 I_6 \quad (4.26)$$

В таблице 4.4 приведены расчетные энтальпии для дымовых газов.

Таблица 4.4 - Расчетные энтальпии для дымовых газов

$t, ^\circ\text{C}$	$I_{\text{г}}^0, \text{кДж/м}^3$	$I_{\text{д}}^0, \text{кДж/м}^3$	α	
			1,1	
			$I_{\text{з}}, \text{кДж/м}^3$	
30	373,62	0	37,362	
100	1264,56	1482,988	1609,444	
200	2548,28	2989,589	3244,417	
300	3860,74	4538,486	4924,56	
400	5192,36	6129,932	6649,168	
500	6552,72	7758,478	8413,75	
600	7951,4	9422,565	10217,705	
700	9378,82	11130,08	12067,958	
800	10825,4	12896,79	13979,325	
900	12271,98	14692,49	15919,687	
1000	13756,88	16525,6	17901,283	
1100	15280,1	18362,77	19890,779	
1200	16803,32	20206,01	21886,346	
1400	19888,08	24038,34	26027,144	
1600	23020,74	27909,05	30211,12	
1800	26143,82	31856,91	34471,291	
2000	29353,12	35855,22	38790,529	
2200	32562,42	39898,69	43154,936	

Располагаемое тепло топлива:

$$Q_p^p = Q_n^p \text{ кДж/нм}^3;$$

$$Q_p^p = 36712 \text{ кДж/нм}^3;$$

Температура уходящих газов:

$$t_{\text{yx}} = 156 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

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

$$I_{\text{yx}} = 2525,03 \text{ кДж/нм}^3.$$

Температура холодного воздуха:

						13.03.01.2019.004.05	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			29

Тепловая мощность котла (исходные данные): $Q_k = 3500$ кВт.

Полный расход топлива (4.31):

$$B = \frac{Q_k}{Q_p^p \cdot \eta_{тг}^{бп}} \quad (4.31)$$
$$B = \frac{3500}{36170 \cdot 0,931} = 0,1 \frac{нм^3}{с}.$$

Расчетный расход топлива (4.32):

$$B_p = B \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) \quad (4.32)$$

Для газообразного топлива:

$$B_p = B; \quad B_p = 0,1 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Тепловой расчет топки:

Объем топочной камеры:

$$V_m = 3,9 \text{ м}^3.$$

Поверхность стен:

$$F_{cm} = 8,5 \text{ м}^2.$$

В поверочном расчете температура газов, °С, на выходе в конце топки определяется по формуле (4.33):

$$v_{T''} = \frac{(v_a + 273)}{1 + M \cdot V_{икрыш}^{0,3} \cdot \left(\frac{(5,67 \cdot 10^{-11} \cdot \psi_{cp} \cdot F_{cm} \cdot (v_a + 273)^3)}{\varphi \cdot B \cdot VC_{cp}} \right)^{0,6}} - 273 \quad (4.33)$$

$$t_{T''} = 1384 \text{ °С}.$$

где T – абсолютная адиабатическая температура горения топлива,
 M – параметр, учитывающий влияние на интенсивность теплообмена относительного уровня расположения горелок, степени забалластированности топочных газов и других факторов;

$Vi_{крыш}$ – критерий эффективности Бугера;

V – расчетный расход топлива, м³/с;

F_{cm} – поверхность стен топки, м;

VC_{cp} – средняя суммарная теплоемкость продуктов сгорания 1 м³ топлива;

ψ_{cp} – среднее значение тепловой эффективности экранов;

φ – коэффициент сохранения тепла.

Коэффициент тепловой эффективности экранов для камерных топок (4.34):

$$\psi_{cp} = \frac{H_T \cdot \xi}{F_{cm}} \quad (4.34)$$

$$\psi_{cp} = \frac{8,5 \cdot 0,65}{8,5} = 0,65.$$

Средняя суммарная теплоемкость продуктов сгорания 1 кг (1 м³) при предварительно принимаемой температуре ϑ_m'' , коэффициенте расхода воздуха на выходе из топки α_T , кДж/м³ (4.35):

$$VC_{cp} = \frac{(Q_p - I_{m''})}{v_a - v_{m''}} \quad (4.35)$$

$$VC_{cp} = 21,128 \text{ кДж/м.}$$

Для камерных топок при сжигании газа или мазута параметр M рассчитывается по формуле (4.36):

$$M = M_0 \cdot (1 - 0,4 \cdot x_2) \quad (4.36)$$

где x_2 – положение горелки относительно высоты топки, м;

$x_2 = h_g/H_m$, при расположении горелок в два ряда h_g считается средней;

M_0 – коэффициент, б/р; $M_0 = 0,40$.

$$M = 0,37$$

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						32

13.03.01.2019.004.05

Основной радиационной характеристикой продуктов сгорания служит критерий поглощательной способности (критерий Бугера), который считается по формуле (4.37):

$$Bu = \kappa p s_T \quad (4.37)$$

где κ – коэффициент поглощения топочной среды, $1/(м \cdot МПа)$;

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

s_T – эффективная толщина излучающего слоя топки, м, определяется по формуле (4.38):

$$s_T = \frac{3,6 \cdot V_m}{F_{cm}}, м \quad (4.38)$$

$$s_T = \frac{3,6 \cdot 3,9}{8,5} = 1,65 м$$

Коэффициент поглощения лучей газовой фазой продуктов сгорания (RO_2 , H_2O), $1/(м \cdot МПа)$, рассчитывается по формуле (4.39):

$$k_2 = \left(\frac{7,8 + 16 \cdot r_{H_2O}}{\sqrt{10 \cdot p \cdot r_n \cdot s_T}} - 1 \right) (1 - 0,37 \cdot 10^{-3} \cdot (\mathcal{G}_T'' + 273)) \cdot r_n \quad (4.39)$$

$$k_2 = 1,57$$

Коэффициент поглощения лучей частицами сажи, $1/(м \cdot МПа)$ (4.40):

$$k_c = \frac{1,2}{1 + \alpha_T^2} \cdot \left(\frac{C_r}{H_r} \right)^{0,4} \cdot (1,6 \cdot 10^{-3} \cdot (\mathcal{G}_T'' + 273) - 0,5) \quad (4.40)$$

$$k_c = 1,733$$

$\frac{C_r}{H_r} = 2,959$ – соотношение углерода и водорода в рабочей массе топлива.

Расчет коэффициента поглощения топочной среды, $1/(м \cdot МПа)$, проводится по формуле (4.41):

$$k = k_2 + k_c \cdot m \quad (4.41)$$

где $m = 0,1$ для газа.

					13.03.01.2019.004.05	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

Удельное тепловое напряжение топочного объема, кВт/м³, определяется по формуле (4.42):

$$q_v = B \cdot \frac{Q_p}{V_m} \quad (4.42)$$

$$q_v = 0,1 \cdot \frac{36170}{3,9} = 927,4 \text{ кВт/м}^3.$$

А среднее удельное тепловое напряжение поверхности нагрева экранов, кВт/м² (4.43):

$$q_{\text{л}} = \frac{Q_{\text{л}}}{F_{\text{см}}} \cdot B \quad (4.43)$$

$$q_{\text{л}} = \frac{11490}{8,5} \cdot 0,1 = 135,8 \text{ кВт/м}^2.$$

Тепловосприятие топки, кДж/м³ (4.44):

$$Q_{\text{л}} = \varphi \cdot (Q_p - I_m'') \quad (4.44)$$

$$Q_{\text{л}} = 11490 \text{ кДж/м}^3.$$

Тепловой расчет конвективных поверхностей нагрева.

В основе расчета всех конвективных поверхностей нагрева лежат два уравнения:

1) уравнение теплового баланса (4.45):

$$Q^{\text{б}} = \varphi \cdot (I_{\text{кн}}' - I_{\text{кн}}'' + \Delta \alpha_{\text{кн}} \cdot I_{\text{хс}}^0) \quad (4.45)$$

2) уравнение теплопередачи в рассматриваемой поверхности нагрева (4.46):

$$Q_m = \frac{k \cdot F \cdot \Delta t}{B_p} \quad (4.46)$$

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

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

Расчет второго хода:

Конструктивные размеры труб:

- диаметр внутренний $d_g = 0,05$ м;
- длина трубы $l = 2,8$ м;
- количество труб $z = 47$.

Среднее сечение для прохода газов (4.47):

$$F_z = \frac{\pi \cdot d_g^2}{4} \cdot z, \text{ м}^2 \quad (4.47)$$

$$F_z = \frac{3,14 \cdot 0,05^2}{4} \cdot 47 = 0,092 \text{ м}^2.$$

Поверхность нагрева пучка труб (4.48):

$$F = \pi \cdot d_g \cdot l \cdot z, \text{ м}^2 \quad (4.48)$$

$$F = 3,14 \cdot 0,05 \cdot 2,8 \cdot 47 = 20,7 \text{ м}^2.$$

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

$$t'_{2x} = t''_m = 1384 \text{ }^\circ\text{C}.$$

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

$$I'_{2x} = I''_m = 25700 \frac{\text{кДж}}{\text{нм}^3}.$$

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

$$t''_{2x} = 400 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Энтальпия газов на выходе (определяем по таблице из настоящего расчета для t''_{2x}):

$$I''_{2x} = 6694 \frac{\text{кДж}}{\text{нм}^3}.$$

Тепловосприятие нагреваемой среды по балансу (4.49):

$$Q_6 = \varphi \cdot (I'_{2x} - t''_{2x} + \Delta\alpha \cdot I_{\text{ХВ}}^0), \frac{\text{кДж}}{\text{нм}^3} \quad (4.49)$$

					13.03.01.2019.004.05	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

Коэффициент теплоотдачи конвекцией (4.58):

$$\alpha_k = 0,023 \cdot \frac{\lambda}{d_g} \cdot \left(\overline{W} \frac{d_g}{\nu} \right)^{0,8} \cdot Pr^{0,4}, \frac{Bm}{m^2 \cdot K} \quad (4.58)$$

$$\alpha_k = 0,023 \cdot \frac{6,4 \cdot 10^{-2}}{0,05} \cdot \left(\frac{54,3 \cdot 0,05}{69,7 \cdot 10^{-6}} \right)^{0,8} \cdot 0,664^{0,4} = 162 \frac{Bm}{m^2 \cdot K}$$

Степень черноты загрязненных стенок лучевоспринимающих поверхностей:

$$\alpha_3 = 0,8.$$

Эффективная толщина излучающего слоя (4.59):

$$s = 3,6 \frac{V}{F_{ст}} \quad (4.59)$$

где $V = \frac{1}{4} \cdot \pi \cdot d_g^2 \cdot h, m^3$ - объем дымогарной трубы;

$F_{ст} = \pi \cdot d_g \cdot h, m^2$ - площадь поверхности стен дымогарной трубы.

После преобразования получим:

$$s = 0,045 \text{ м.}$$

Суммарная поглощательная способность трехатомных газов и паров (4.60):

$$p_n s = p_{r_n} s \quad (4.60)$$

$$p_n s = 0,11 \cdot 0,27 \cdot 0,045 = 0,0013 \text{ м} \cdot \text{МПа.}$$

Коэффициент ослабления лучей трехатомными газами (4.60):

$$k_\varepsilon r_n = \left[\frac{(7,8 + 16 \cdot r_{H_2O})}{3,16 \sqrt{p_n \cdot s}} - 1 \right] \cdot \left[1 - 0,37 \cdot \frac{\bar{t} + 273}{1000} \right] \cdot r_n \quad (4.60)$$

$$k_\varepsilon r_n = \left[\frac{(7,8 + 16 \cdot 0,183)}{3,16 \sqrt{0,0013}} - 1 \right] \cdot \left[1 - 0,37 \cdot \frac{892 + 273}{1000} \right] \cdot 0,27 = 4,42 \frac{1}{\text{м} \cdot \text{МПа}}$$

Степень черноты потока газов при температуре (4.61):

$$\alpha = 1 - \exp(-kps) = 1 - \exp(-k_\varepsilon \cdot r_n \cdot p \cdot s), \quad (4.61)$$

$$Q^m = \frac{k \cdot F \cdot \Delta t}{B_p} \quad (4.65)$$

$$Q^m = \frac{139,8 \cdot 19,8 \cdot 682,8}{0,1 \cdot 10^3} = 18,904 \frac{\text{кДж}}{\text{нм}^3}.$$

Невязка теплового расчета 2-го хода (4.66):

$$\delta = \frac{Q^{\bar{b}} - Q^m}{Q^{\bar{b}}} \cdot 100\% \quad (4.66)$$

$$\delta = \frac{18940 - 18904}{18940} \cdot 100\% = 0,2 \%$$

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

Расчет третьего хода:

Конструктивные размеры труб:

- диаметр внутренний $d_g = 0,05 \text{ м}$;
- длина трубы $l = 2,8 \text{ м}$;
- количество труб $z = 446$.

Среднее сечение для прохода газов (4.67):

$$F_z = \frac{\pi \cdot d_g^2}{4} \cdot z \quad (4.67)$$

$$F_z = \frac{\pi \cdot 0,05^2}{4} \cdot 446 = 0,875 \text{ м}^2.$$

Поверхность нагрева пучка труб (4.68):

$$F = \pi \cdot d_g \cdot l \cdot z \quad (4.68)$$

$$F = 3,14 \cdot 0,05 \cdot 2,8 \cdot 446 = 196,0 \text{ м}^2.$$

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

					13.03.01.2019.004.05	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

$$s = 0,045$$

Суммарная поглощательная способность трехатомных газов и паров (4.79):

$$p_n s = p r_n s$$

(4.79)

$$p_n s = 0,11 \cdot 0,27 \cdot 0,045 = 0,0013 \text{ м} \cdot \text{МПа}.$$

Коэффициент ослабления лучей трехатомными газами (4.80):

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

(4.80)

$$k_z r_n = \left[\frac{(7,8 + 16 \cdot 0,183)}{3,16 \sqrt{0,0013}} - 1 \right] \cdot \left[1 - 0,37 \cdot \frac{278 + 273}{1000} \right] \cdot 0,27 = 20,0 \frac{1}{\text{м} \cdot \text{МПа}}.$$

Степень черноты потока газов при температуре:

$$T_3 = 278 + 273 = 551 \text{ К}.$$

$$\alpha = 1 - \exp(-20,0 \cdot 0,11 \cdot 0,045) = 0,093.$$

Абсолютная температура загрязненной поверхности:

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

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

Коэффициент теплоотдачи излучением (4.81):

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

(4.81)

$$\alpha_{\lambda} = 5,67 \cdot 10^{-8} \cdot \frac{0,8 + 1}{2} \cdot 0,027 \cdot 551^3 \cdot \left(\frac{1 - \left(\frac{393,15}{551}\right)^{3,6}}{1 - \left(\frac{393,15}{551}\right)} \right) = 0,56 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}.$$

Коэффициент использования поверхности нагрева:

						13.03.01.2019.004.05	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			44

$$\xi = 1,0.$$

Коэффициент теплоотдачи от газов к стенке (4.82):

$$\alpha_1 = \xi \cdot (\alpha_k + \alpha_r) \quad (4.82)$$

$$\alpha_1 = 1,0 \cdot (15,5 + 0,56) = 16,06 \frac{Вт}{м^2 \cdot К}$$

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

Коэффициент теплопередачи (4.83):

$$k = \Psi \cdot \alpha_1 \quad (4.83)$$

$$k = 0,85 \cdot 16,06 = 13,65 \frac{Вт}{м^2 \cdot К}$$

Тепловосприятие нагреваемой среды по уравнению теплообмена (4.84):

$$Q^m = \frac{k \cdot F \cdot \Delta t}{B_p} \quad (4.84)$$

$$Q^m = \frac{13,65 \cdot 196,1 \cdot 151,6}{0,1 \cdot 10^3} = 4058 \frac{кДж}{нм^3}$$

Невязка теплового расчета 3 - го хода (4.85):

$$\delta = \frac{Q^b - Q^m}{Q^b} \cdot 100\% \quad (4.85)$$

$$\delta = \frac{4102 - 4058}{4102} \cdot 100\% = 1,0\%.$$

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

4.6 Выбор вспомогательного оборудования

					13.03.01.2019.004.05	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

4.6.1 Выбор насосов

По итогам расчета тепловой схемы получены расходы теплоносителя, используемые для подбора насосов.

Сетевые насосы

Из таблицы 3 определяем расчетный расход сетевых насосов в отопительный период $G_n = 170 \frac{M^3}{ч}$. Давление в подающем трубопроводе составляет $P_1 = 55 \text{ м.вод.ст.}$, в обратном трубопроводе - $P_2 = 25 \text{ м.вод.ст.}$. По рабочему расходу $G_n^{раб} = 170 \frac{M^3}{ч}$ и напору $P_1^{раб} = 35 \text{ м.вод.ст.}$ выбираем насос марки WILO IL 200/335-37/4, мощность электродвигателя 37 кВт. К установке принимаем 1 рабочий и 1 резервный насос.

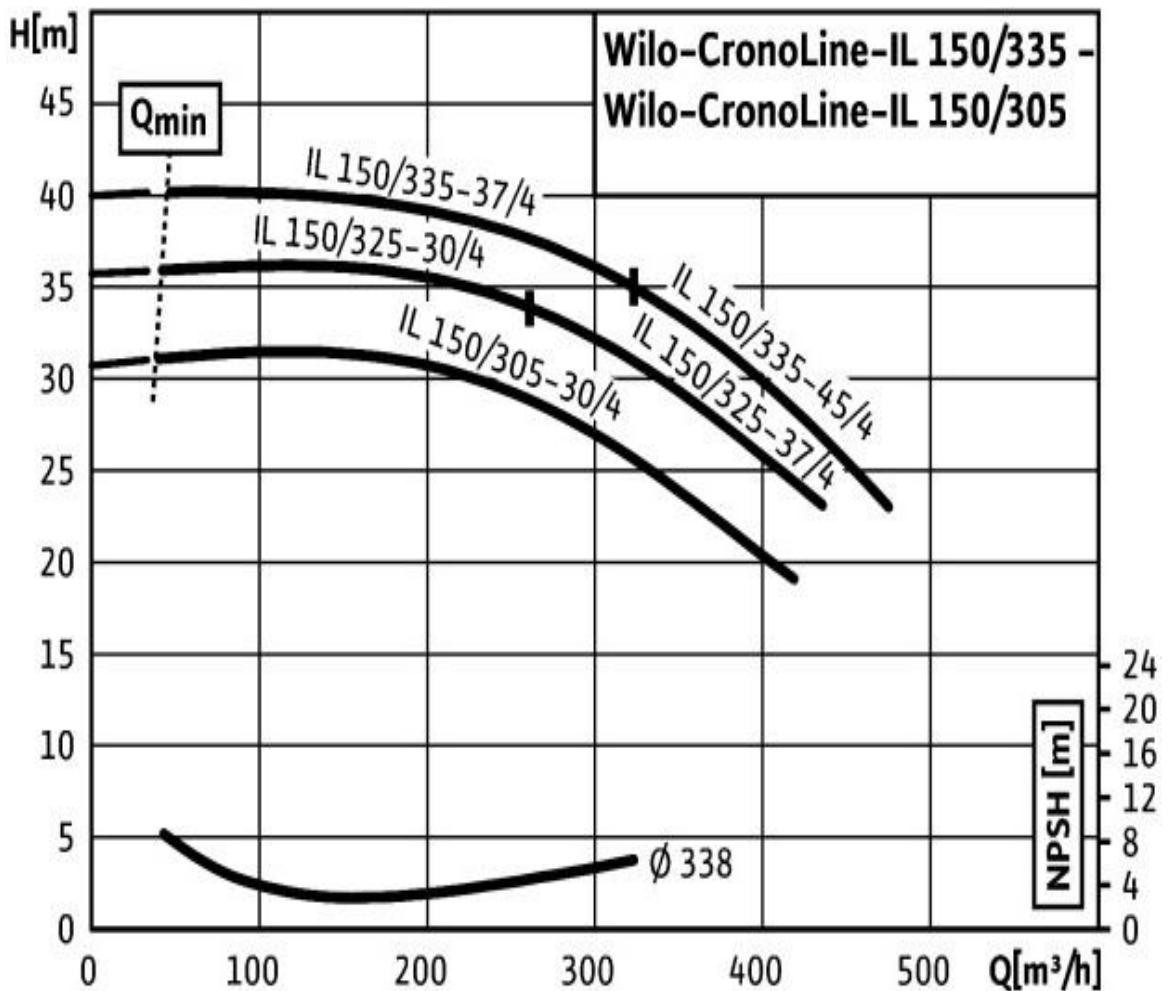


Рисунок 4.5 - Характеристика сетевого насоса WILO IL 200/335-37/4

Рециркуляционные насосы

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.01.2019.004.05

Лист

46

Максимальный расчетный расход рециркуляционных насосов имеет значение $G_{\text{н}} = 99,2 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$. Гидравлическое сопротивление контура рециркуляции принимаем 10 м.вод.ст. (потери в теплообменнике 5 м.вод.ст. и во внутреннем контуре - 5 м.вод.ст.).

Насосы рециркуляции выбором с рабочим расходом $G_{\text{н}}^{\text{раб}} = 100 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$ и напором $P_1^{\text{раб}} = 10 \text{ м.вод.ст.}$ марки WILO IL 100/200-4/4 с мощностью электродвигателя 4,0 кВт. Два насоса - один насос рабочий, второй резервный.

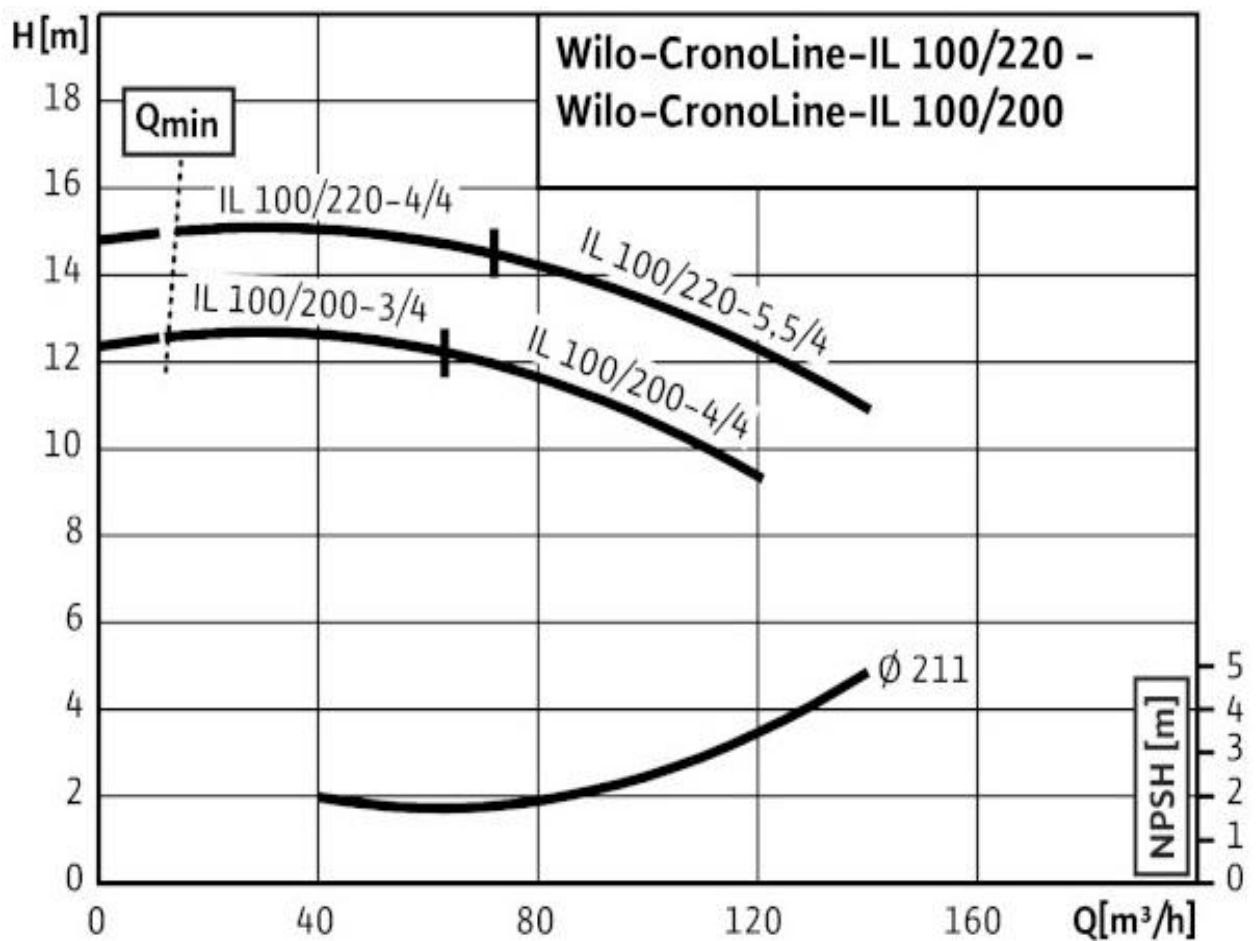


Рисунок 4.6 - Характеристика рециркуляционного насоса WILO IL 100/200-4/4

Подпиточные насосы

Объем теплосети находим из выражения $V = 65 \cdot 3,5 = 227,5 \text{ м}^3$. Отсюда расход подпиточной воды составляет $G_{\text{под}} = 4,55 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$. Давление воды в хозяйственном водопроводе 20 м.в.ст. и давление в обратном трубопроводе 25 м.в.ст.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.01.2019.004.05

Лист

47

Для подпитки теплосети подбираем насосный агрегат с расчетным расходом $G_H^{раб1} = 5 \frac{м^3}{ч}$ и напором $P_1^{раб1} = 20 м.вод.ст.$ WILO IPL 32/125-1,1/2 PN 10 с мощностью электродвигателя 1,1 кВт. Устанавливаем два насоса, один – рабочий, второй – резервный.

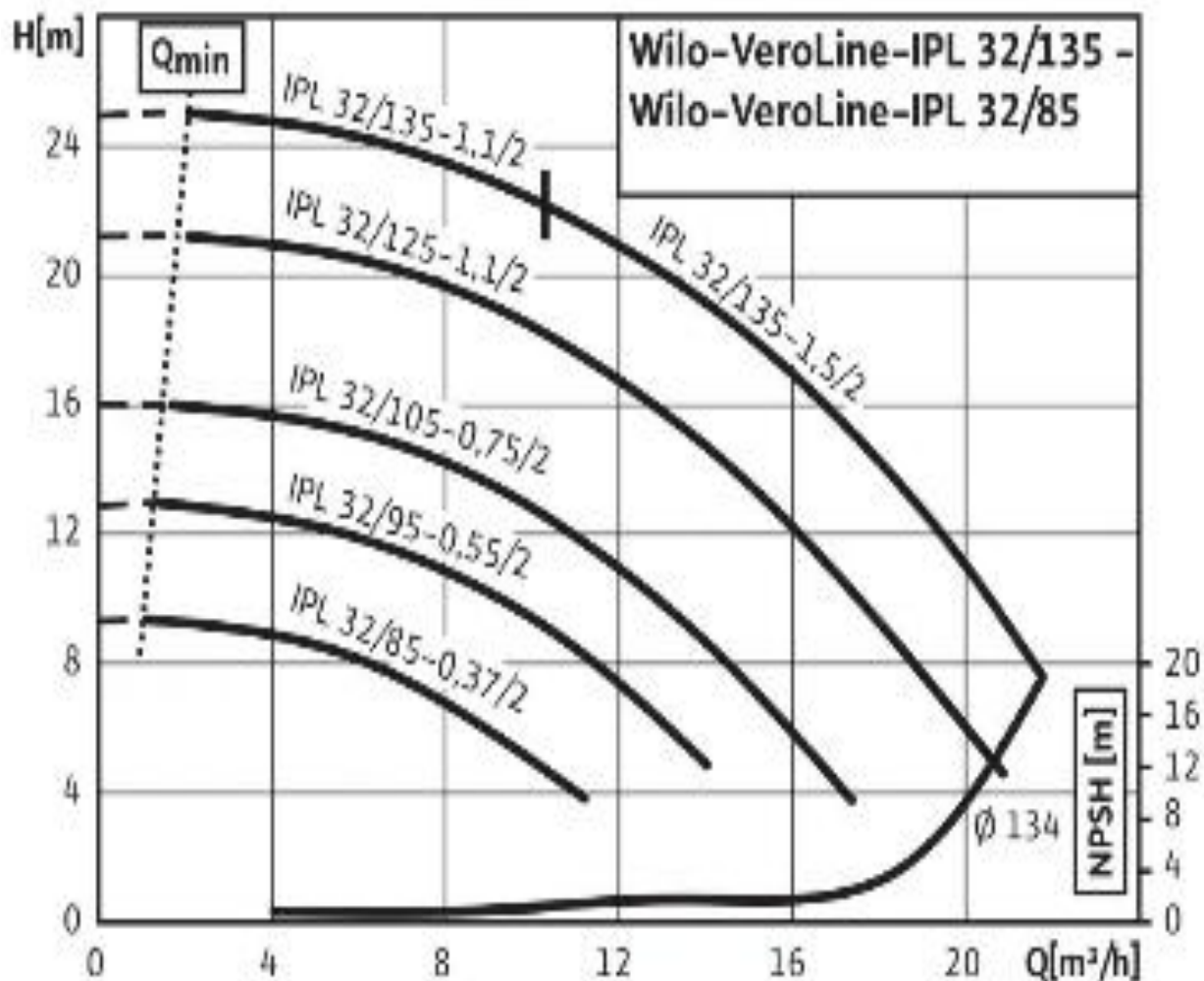


Рисунок 4.7 - Характеристика подпиточного насоса WILO IPL 32/125-1,1/2 PN 10

Циркуляционные насосы ГВС

Максимально часовой расход воды на нужды горячего водоснабжения равен $56,9 \frac{м^3}{ч}$.

Суммарные потери давления в сети горячего водоснабжения принимаем равным 30 м.вод.ст.

В качестве циркуляционных горячего водоснабжения подобраны насосы с расходом $G_H^{раб1} = 56,9 \frac{м^3}{ч}$ и напором $P_1^{раб1} = 30 м.вод.ст.$ марки WILO IL 65/160-7,5/2 с мощностью электродвигателя 7,5 кВт. Устанавливаем два насоса, один – рабочий, второй – резервный.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.01.2019.004.05

Лист

48

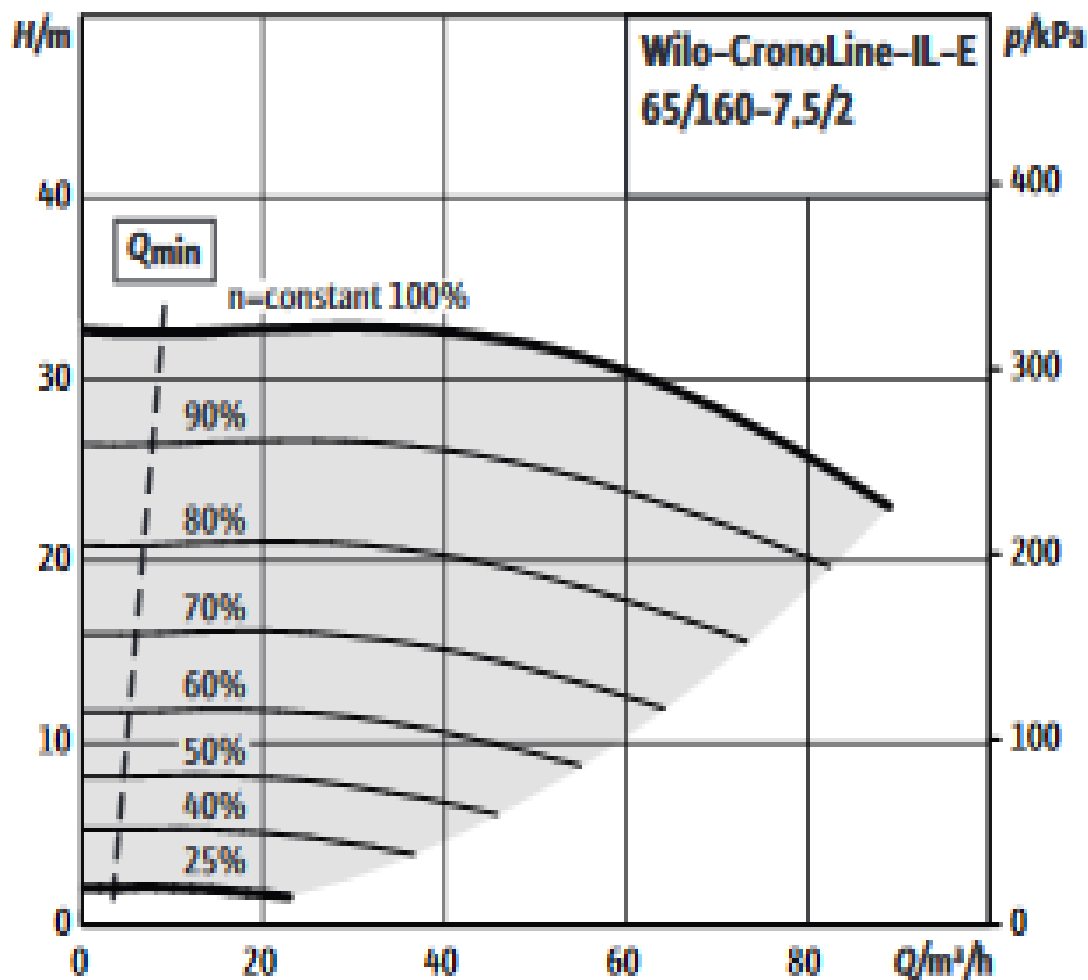


Рисунок 4.8 - Характеристика циркуляционного насоса горячего водоснабжения WILO IL 65/160-7,5/2

Список насосов сведем в таблицу 4.5.

Таблица 4.5. Список насосов

Насос	Кол-во, шт.	Марка
Сетевой насос	2 (1 раб./1 рез.)	WILO IL 200/335-37/4
Рециркуляционный насос	2 (1 раб./1 рез.)	WILO IL 100/200-4/4
Подиточный насос	2 (1 раб./1 рез.)	WILO IPL 32/125-1,1/2 PN 10
Насос горячего водоснабжения	2 (1 раб./1 рез.)	WILO IL 65/160-7,5/2

4.7 Выбор и расчет теплообменников гвс

Выполним расчет и подбор теплообменников для нужд горячего водоснабжения потребителей.

Для обеспечения надежности теплоснабжения, расчет будем выполнять из условия установки двух теплообменных аппаратов.

Средние температуры греющей нагреваемой воды соответственно равны:

$$t_{cp}^r = \frac{95 + 75}{2} = 82,5 \text{ } ^\circ\text{C} \quad t_{cp}^h = \frac{60 + 5}{2} = 32,5 \text{ } ^\circ\text{C},$$

Плотность и теплоемкость воды при данных температурах: $\rho^r = 970 \text{ кг/м}^3$, $c^r = 4,198 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$, $\rho^h = 991 \text{ кг/м}^3$, $c^h = 4,189 \frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$.

Расход нагреваемой воды в теплообменнике равен $10,8 \text{ м}^3/\text{ч}$, расход греющей – $23,7 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Соотношение числа ходов для греющей X_1 и нагреваемой X_2 воды находится по формуле (4.86):

$$\frac{X_1}{X_2} = \left(\frac{G_r}{G_h} \right)^{0,636} \times \left(\frac{\Delta P_r}{\Delta P_h} \right)^{0,364} \times \frac{1000 - t_{cp}^h}{1000 - t_{cp}^r}, \quad (4.86)$$

где t_{cp}^h и t_{cp}^r – средняя температура нагреваемой и греющей воды соответственно, $^\circ\text{C}$;

ΔP_r и ΔP_h – потери давления в теплообменнике со стороны греющей и нагреваемой стороны соответственно, кПа.

Для пластинчатого теплообменника в большинстве случаев принимается $\Delta P_r = 40 \text{ кПа}$ и $\Delta P_h = 100 \text{ кПа}$.

Подставив числовые значения получим:

$$\frac{X_1}{X_2} = \left(\frac{23,7}{10,8} \right)^{0,636} \times \left(\frac{40}{100} \right)^{0,364} \times \frac{1000 - 32,5}{1000 - 82,5} = 1,2$$

Полученное соотношение ходов не превышает 2, значит для повышения скорости воды и, следовательно, для эффективного теплообмена целесообразна симметричная компоновка.

При расчете пластинчатого теплообменника оптимальная скорость воды в каналах принимается по ГОСТ 15515 равной $w_{опт} = 0,4 \text{ м/с}$.

По оптимальной скорости находим требуемое количество каналов по греющей воде m_r (4.87):

$$m_r = \frac{G_2}{w_{опт} \cdot f \cdot \rho_2} \quad (4.87)$$

где f - живое сечение одного межпластинчатого канала. Для выбранного теплообменника $f=0,00245 \text{ м}^2$,

ρ_r – плотность греющей воды при средней температуре t_{cp}^r , кг/м^3 .

Значит

$$m_r = \frac{23,7}{0,4 \cdot 0,00245 \cdot 970} = 24,9 = 25$$

Теперь по оптимальной скорости находим требуемое количество каналов по нагреваемой воде m_n (4.88):

$$m_n = \frac{G_n}{w_{opt} \cdot f \cdot \rho_z} \quad (4.88)$$

где f - живое сечение одного межпластинчатого канала. Для выбранного теплообменника $f=0,00245 \text{ м}^2$,

$$m_n = \frac{10,8}{0,4 \cdot 0,00245 \cdot 991} = 11,1 = 12$$

Компоновка водоподогревателя симметричная, т.е. $m_n = m_r$.

Значит $m_n = m_r = 25$.

Общее живое сечение каналов в пакете по ходу греющей и нагреваемой воды (4.89):

$$f_r = f_n = m_n \cdot f \quad (4.89)$$

$$f_r = f_n = 25 \cdot 0,00245 = 0,06125$$

Находим фактические скорости греющей и нагреваемой воды, м/с

$$w_z = \frac{G_z}{f \cdot \rho_z} = \frac{23,7}{0,06125 \cdot 970} = 0,4 \text{ м/с}$$

$$w_n = \frac{G_n}{f \cdot \rho_n} = \frac{10,8}{0,06125 \cdot 991} = 0,18 \text{ м/с}.$$

Коэффициент теплоотдачи α_1 от греющей воды к стенке пластины определяется по формуле, $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$ (4.90):

					<i>13.03.01.2019.004.05</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

$$\alpha_1 = 1,16 \cdot A \cdot (23000 + 283 \cdot t_{cp}^r - 0,63 \cdot t_{cp}^{r^2}) \cdot \omega_2^{0,73} \quad (4.90)$$

где A – коэффициент, зависящий от типа пластин, для типа выбранных пластин типа 0,6р – $A=0,492$.

Значит:

$$\alpha_1 = 1,16 \cdot 0,492 \cdot (23000 + 283 \cdot 82,5 - 0,63 \cdot 82,5^2) \cdot 0,4^{0,73},$$

$$\alpha_1 = 12297 \frac{Вт}{м^2 \cdot К}.$$

Коэффициент теплоотдачи α_2 от стенки пластины к нагреваемой воде определяется по формуле, $Вт/(м^2 \cdot К)$ (4.91):

$$\alpha_2 = 1,16 \cdot A \cdot (23000 + 283 \cdot t_{cp}^H - 0,63 \cdot t_{cp}^{H^2}) \cdot \omega_H^{0,73}, \quad (4.91)$$

Значит:

$$\alpha_2 = 1,16 \cdot 0,492 \cdot (23000 + 283 \cdot 32,5 - 0,63 \cdot 32,5^2) \cdot 0,18^{0,73},$$

$$\alpha_1 = 5146 \frac{Вт}{м^2 \cdot К}.$$

Коэффициент теплопередачи k определяется по формуле, $Вт/(м^2 \cdot ^\circ C)$ (4.92):

$$k = \frac{\beta}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta_{ст}}{\lambda_{ст}} + \frac{1}{\alpha_2}}, \quad (4.92)$$

где β – коэффициент, учитывающий уменьшение коэффициента теплопередачи из-за термического сопротивления накипи и загрязнений на пластине, в зависимости от качества воды, принимаем равным 0,7-0,85. Толщина пластины и коэффициент теплопроводности пластины для пластинчатых теплообменников по ГОСТ 15518 равны соответственно:

$$\delta_{ст} = 1мм = 0,001м,$$

$$\lambda_{ст} = 16 \frac{Вт}{м \cdot К}.$$

Отсюда вычислим коэффициент теплопроводности:

					13.03.01.2019.004.05	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

$$k = \frac{0,8}{\frac{1}{12297} + \frac{1}{5146} + \frac{0,001}{16}} = 2366 \frac{Вт}{м^2 \cdot К}$$

Необходимая поверхность нагрева $F_{тр}$ равна (4.93):

$$F_{тр} = \frac{Q_{0max}}{k \cdot \Delta t} \quad (4.94)$$

Значит:

$$F_{тр} = \frac{0,691828 \cdot 10^6}{2366 \cdot (82,5 - 32,5)} = 5,8 м^2$$

Количество ходов в теплообменнике X (4.95):

$$X = \frac{F_{тр} + f_{пл}}{2 \cdot m \cdot f_{пл}} \quad (4.95)$$

где $f_{пл}$ – поверхность нагрева одной пластины, $м^2$. Для пластин типа 0,6р – $f_{пл} = 0,6 м^2$.

$$X = \frac{5,8 + 0,6}{2 \cdot 25 \cdot 0,6} = 0,213$$

Число ходов округляем до целого значения, значит $X=1$.

В одноходовых теплообменниках четыре штуцера для подвода и отвода греющей и нагреваемой воды располагаются на одной неподвижной плите.

Действительная поверхность нагрева всего теплообменника определяется по формуле (4.96):

$$F = (2 \cdot m \cdot X - 1) \cdot f_{пл} \quad (4.96)$$

$$F = (2 \cdot 25 \cdot 1 - 1) \cdot 0,6 = 29,4 м^2$$

Потери давления ΔP в теплообменнике со стороны нагреваемой воды равны, кПа (4.97):

$$\Delta P_{нагр} = \varphi \cdot B \cdot (33 - 0,08 \cdot t_{2cp}) \cdot \omega_{нагр}^{1,75} \cdot X \quad (4.97)$$

где φ – коэффициент, учитывающий накипеобразование, который для греющей сетевой воды равен единице, а для нагреваемой воды должен приниматься по опытным данным, при отсутствии таких данных можно принимать $\varphi=1,5-2$,

Б – коэффициент, зависящий от типа пластины. Для пластин типа 0,6р – Б=3.

$$\Delta P_{\text{нагр}} = 1,5 \cdot 3 \cdot (33 - 0,08 \cdot 32,5) \cdot 0,18^{1,75} \cdot 1 = 6,9 \text{ кПа} .$$

Потери давления ΔP в теплообменнике со стороны греющей воды равны, кПа (4.98):

$$\Delta P_{\text{нагр}} = \varphi \cdot Б \cdot (33 - 0,08 \cdot t_{\text{ср}}) \cdot \omega_{\text{сп}}^{1,75} \cdot X \quad (4.98)$$

$$\Delta P_{\text{нагр}} = 1,5 \cdot 3 \cdot (33 - 0,08 \cdot 82,5) \cdot 0,35^{1,75} \cdot 1 = 23,9 \text{ кПа} .$$

В результате расчета по табл.2 из прил.8 СП 41-101-95 принимаем два пластинчатых теплообменника разборной конструкции (Р) с пластинами типа 0,6р, толщиной 0,8 мм, из стали 12Х18Н10Т (исполнение 01), на консольной раме (исполнение 1), с уплотнительными прокладками из резины 51-1481 (исполнение 3). Поверхность нагрева – 29,4 м². Условное обозначение теплообменника Р 0,6р-0,8-29,4-1-01-3.

					13.03.01.2019.004.05	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

5 АВТОМАТИКА КОТЛА

Проектом выполнена автоматизация вновь устанавливаемого газового водогрейного котла «Термотехник» ТТ-100 в с. Кременкуль Сосновского муниципального района Челябинской области.

5.1 Автоматика котла

В качестве управляющего устройства горелки котла используется шкаф управления котлом (ШУК) и пульт управления котлом. ШУК обеспечивает выполнение следующих функций:

- контроль температуры и давления воды на выходе из котла;
- автоматический останов котла в аварийных ситуациях, с запоминанием первопричины аварии, подачей светозвукового сигнала и подачей сигнала оператору.

Аварийные ситуации:

- повышение температуры воды на выходе из котла;
- повышение или понижение давления воды на выходе из котла;
- отключение горелки.

Пульт обеспечивает выполнение следующих функций:

- контроль температуры на выходе из котла;
- автоматическое переключение ступеней горелки, в зависимости от температуры воды на выходе из котла;
- автоматический останов котла при превышении температуры воды.

При повышении температуры воды на выходе из котла термостаты должны срабатывать в следующей последовательности:

- термостат 1-й и 2-й ступени мощности на пульте (переключение со 2 на 1 ступень);
- рабочий термостат на пульте (выключение 1 ступени);
- ТРМ1А шкафа ШУК (авария, выключение горелки и подача сигнала на пульт оператора);
- предохранительный термостат на пульте (блокировка горелки).

5.2 Общекотельная автоматика

Для управления циркуляционными насосами используется шкаф управления насосами (ШУН). Возможна работа в ручном режиме и автоматическом.

При работе в ручном режиме насосы включаются вручную при помощи кнопок I/O с передней панели шкафа, контроль работы насосов не происходит.

При работе в автоматическом режиме ШУН обеспечивает выполнение следующих функций:

- выбор числа работающих насосов - 1 или 2;
- ротация насосов - переключение рабочего насоса по истечении заданного времени;

					13.03.01.2019.004.05	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

- контроль работы насоса по давлению воды на выходе;
- включение резервного насоса при аварийной остановке рабочего, с подачей светозвукового сигнала и сигнала оператору.

Для включения насосов в автоматическом режиме необходимо нажать кнопку ПУСК, для остановки – кнопку СТОП.

Выбор числа работающих насосов и вкл./откл. ротации происходит при помощи переключателей на передней панели.

Возможные режимы работы сведены в таблицу 5.1.

Таблица 5.1. Режимы работы насосов

Число рабочих насосов	Ротация	
	ВКЛ.	ВЫКЛ.
1	Насосы работают по графику 1→2→3→1→... При аварии рабочего насоса включается резервный по порядку, при его отказе включается третий насос.	При пуске включается насос 1. При аварии насоса 1 включается насос 2, при его отказе включается насос 3.
2	Насосы работают по графику 1-2→2-3→3-1→1-2→... При аварии любого рабочего насоса включается резервный.	При пуске включаются насосы 1 и 2. При аварии любого рабочего насоса включается насос 3.

При работе двух насосов сначала происходит включение первого насоса и спустя 5 секунд – второго.

Время ротации задается при помощи реле времени ВЛ-60М1 (КТ1). При этом должен быть выбран режим функционирования – «циклический с импульса».

Аварией насоса считается ситуация, если в течение 30 сек. давление воды на выходе насоса остается ниже порогового значения, задаваемого на электроконтактном манометре.

Для управления другого оборудования котельной используется шкаф общекотельной автоматики (ШОА). Он обеспечивает выполнение следующих функций:

- регулирование температуры воды отопления.

Регулирование температуры воды отопления осуществляется с помощью контроллера ТРМ32, который производит замер температуры наружного воздуха, температуры воды, подаваемой в сеть отопления, контроль температуры обратной воды, поступающей из сети отопления с помощью

термометров сопротивления, и вырабатывает сигналы управления запорно-регулирующим клапаном на линии подмеса погодного регулирования;

- регулирование температуры ГВС осуществляется тем же контроллером ТРМ32: производится замер температуры ГВС термометром сопротивления, контроллер определяет разницу между заданной и текущей температурой ГВС и вырабатывает сигналы для управления запорно-регулирующим клапаном на линии греющего контура ГВС;

- сетевые насосы и насосы ГВС управляются с помощью контроллеров САУ-МП15 по типовой схеме. Контроль работы насосов осуществляется сигнализирующими манометрами по давлению на выходе насосов;

- подпиточные насосы: основной и резервный, внутреннего и внешнего тепловых контуров управляются с помощью контроллера САУ-МП12. Давление на входе циркуляционных и сетевых насосов контролируется с помощью сигнализирующих манометров. При снижении давления воды ниже заданного уровня хоть в одном из контуров контроллер САУ-МП12 включает подпиточный насос. Когда давление воды в обоих контурах достигнет верхнего заданного значения, насос выключается. Работоспособность подпиточного насоса контролируется сигнализирующим манометром по давлению на выходе насоса;

- при отказе рабочего насоса и переходе на резервный происходит подача сигнала оператору.

Для управления подачей жидкого топлива используется шкаф управления подачей топлива (ШУПТ). Возможна работа в ручном режиме и автоматическом.

При работе в ручном режиме насосы включаются вручную, контроль состояния не происходит. Запорный клапан открывается вместе с включением насоса. Уровень топлива в баке не контролируется.

При работе в автоматическом режиме ШУПТ обеспечивает выполнение следующих функций:

- контроль уровня топлива в баке;
- автоматическое включение топливного насоса и открытие запорного клапана при достижении заданного нижнего уровня топлива;
- автоматическое отключение топливного насоса и закрытие запорного клапана при достижении заданного верхнего уровня топлива;
- контроль работы насоса по давлению топлива на выходе;
- включение резервного насоса при аварийной остановке рабочего, с подачей светозвукового сигнала и сигнала оператору;
- остановка насоса, закрытие запорного клапана, подача светозвукового сигнала при достижении аварийного верхнего или аварийного нижнего уровня топлива в баке, подача сигнала об аварии оператору.

5.3 Автоматика безопасности

В качестве основного устройства автоматики безопасности используется система автоматического контроля САКЗ-МКЗ. Она состоит из следующих приборов:

1. Блок БСУ-К
2. Сигнализатор СЗ-2-2Д газа СО
3. Сигнализатор СЗ-1-2Д природного газа
4. Клапан КЗГЭМ-УИ (отсечной клапан)
5. Пульт диспетчерский ПД

САКЗ-МКЗ предназначен для контроля:

а) состояния датчиков аварий технологического оборудования (неисправность насосов, газовых горелок). Сигналы неисправности поступают со шкафов на блок БСУ-К, включается индикатор «АВАРИЯ ТО» на ПД системы и звуковая сигнализация, включается индикатор авария «ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ» на БСУ-К;

б) в случае возникновения в помещении концентрации природного газа и оксида углерода в атмосфере котельной соответствующих сигнальным уровням «Порог 1», включается звуковая сигнализация в БСУ-К и на ПД и в соответствующих сигнализаторах системы и мигание индикаторов ПОРОГ 1 на БСУ-К и ПД;

в) в случае возникновения в помещении концентрации природного газа и оксида углерода в атмосфере котельной соответствующих сигнальным уровням «Порог 2» включается звуковая сигнализация в БСУ-К и в ПД и в соответствующих сигнализаторах системы и мигание индикаторов ПОРОГ 2 на БСУ-К, ПД и закрытие клапана КЗГМ на газопроводе и открытие клапана на газопроводе безопасности;

г) в случае срабатывания датчиков пожарной сигнализации включается звуковая и световая индикация на БСУ-К и на ПД, закрывается клапана КЗГМ (отсечной клапан) на входе газопровода в котельную и открытие продувочного клапана на газопроводе безопасности;

д) при срабатывании датчиков охранной сигнализации, включается индикатор ВЗЛОМ на БСУ-К и на ПД системы и звуковая сигнализация, возврат в исходное состояние при нажатии на кнопку «ЗАДЕРЖКА» после устранения причины срабатывания от сигнала охранной сигнализации;

е) закрытие отсечного клапана на входе газопровода в котельную и открытие клапана продувочного клапана на газопроводе безопасности происходит и при отключении напряжения питания в котельной;

ж) нарушение соединений между элементами системы вызывает также закрытие отсечного клапана на входе газопровода в котельную и открытие клапана продувочного на газопроводе безопасности;

					13.03.01.2019.004.05	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

Возврат системы в исходное состояние кнопкой «КОНТРОЛЬ» после устранения причины аварии. Реакция системы комплексной автоматизации на различные аварийные ситуации приведена в таблице 5.2.

Таблица 5.2. Реакция системы комплексной автоматизации на различные аварийные

Сигнал аварии	Управляющий шкаф	Реакция системы			
		Отсечной клапан закрыт	Продувочный клапан открыт	Свето-звуковое оповещение	Сигнал на пульт диспетчера
Авария котла 1	ШУК1			X	X
Авария котла 2	ШУК2			X	X
Авария насосов	ШОА			X	X
Авария насосов	ШУН			X	X
Авария подачи диз. топлива	ШУПТ			X	X
Пожарные датчики	БСУ-К	X	X	X	X
Охранные датчики	БСУ-К			X	X
Газ СО Порог 2	БСУ-К	X	X	X	X
Газ СН4 Порог 2	БСУ-К	X	X	X	X

5.4 Автоматический учет тепловой энергии

Для оперативного контроля за работой оборудования котельной приборами узла учета измеряется:

- расход, давление, температура воды в контуре отопления;
- расход, давление, температура воды в контуре ГВС;
- расход холодной воды.

Автоматический учет вырабатываемой тепловой энергии производится при помощи приборов:

- вычислитель количества тепла ВКТ-7;
- 4 преобразователя расхода ПРЭМ для измерения количества подаваемой и возвращаемой воды в контуре отопления и контуре ГВС;
- 4 датчика давления КРТ9-00-И-С-МС-М20х1,5 для измерения давления подаваемой и возвращаемой воды в контуре отопления и контуре ГВС;
- 4 датчика температуры КТСПР.102 для измерения температуры подаваемой и возвращаемой воды в контуре отопления и контуре ГВС;
- счетчик холодной воды ВСХНд.

5.5 Функциональная схема автоматического регулирования

Проектом выполнена автоматизация вновь устанавливаемого газового водогрейного котла «Термотехник» ТТ-100 в с. Кременкуль Сосновского муниципального района Челябинской области. Работа котла осуществляется по командам котлового контроллера Kromschroder E8. 0321.

Контроллер осуществляет регулирование температуры теплоносителя на выходе котла по температуре датчика наружного воздуха посредством снижения либо повышения тепловой мощности модулируемой горелки, а также управляет насосом рециркуляции котла по показаниям датчика установленного на входном трубопроводе котла.

На горелке установленной на котле предусмотрена автоматическая защита прерывающая подачу газового топлива к горелке при следующих параметрах:

- понижении давления газа перед горелкой;
- погасания факела горелки;
- понижении давления воздуха перед горелкой;
- неисправностях цепей защиты горелки.

Дополнительно в цепь безопасности горелки включены реле давления (прессостаты), измеритель давления-разрежения и термостат, реагирующие на следующие параметры:

- уменьшение разрежения в топке котла;
- повышении температуры на выходе котла выше допустимой;
- понижении давления на выходе котла ниже допустимого;
- повышении давления на выходе котла выше допустимого.

Включение и отключение рециркуляционного насоса производится по сигналу котлового контроллера по сигналу датчика обратной воды котла. Также рециркуляционный насос имеет защиту от превышения рабочего тока посредством теплового реле.

Проектом выполнена система автоматического контроля загазованности котельного зала. Автоматика контроля загазованности выполнена на базе системы САКЗ-МК2 и имеет три датчика реагирующих на горючие газы, три датчика отслеживающих содержание СО в воздухе и оповещателя комбинированного БИЯ-С.

В случае возникновения в помещении концентраций природного газа и (или) оксида углерода, соответствующих сигнальным уровням "1 порог" система реагирует следующим образом:

- 1) включаются индикаторы "1 порог" на БСУ и на сработавших датчиках;
- 2) включается звуковая сигнализация на БСУ и на сработавших датчиках;
- 3) включение комбинированного оповещателя.

В случае возникновения в помещении концентраций природного газа и (или) оксида углерода, соответствующих сигнальным уровням "2 порог" система реагирует следующим образом:

- 1) включаются индикаторы "2 порог" на БСУ и на сработавших датчиках;
- 2) продолжение звучания звуковой сигнализации и оповещателя;
- 3) закрытие отсежного клапана на газопроводе. Оповещатель установлен в помещении операторов котельной.

					13.03.01.2019.004.05	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

Высота установки датчиков по СО = 1,6 метра от пола; высота установки датчиков на природный газ = 0,2 метра от потолка. Схемой автоматизации предусмотрено оповещение обслуживающего персонала котельной при любой аварии оборудовании посредством звукового и светового оповещения.

6 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

6.1 Организация безопасной эксплуатации котельной

Котельная установка представляет собой здание из трех блок-контейнеров типа «вагончик» изготовленных из жесткого несущего металлического каркаса. Стены и крыша здания выполнены из "сэндвич-панелей". К зданию примыкают: металлические газоходы и две самонесущие дымовые трубы без растяжек.

Для безопасной работы котлов на газообразном топливе предусмотрены следующие мероприятия:

- котлы оснащены автоматикой безопасности и регулирования;
- на газоходах установлены взрывные клапана;
- в верхней части шиберов, устанавливаемых на газоходах, выполнены отверстия диаметром 50 мм.

Для продувки газопроводов предусматривается система продувочных газопроводов.

Газопровод прокладывается открыто. При пересечении стен газопровод заключается в футляр.

На вводе в котельную устанавливается отсечной электромагнитный клапан КПЭГ и термозапорный КТЗ.

Котел (водогрейный жаротрубный котел, котловая автоматика) производит нагрев воды за счет энергии сжигаемого топлива.

Удаление дымовых газов из котла производится естественной тягой через металлическую дымовую трубу с растяжками.

Эксплуатация котельной в различных режимах осуществляется системами ручного и автоматического управления, контроля параметров работы ее агрегатов.

а) С участием дежурного персонала производится:

- Пуск котельной в работу;
- Розжиг горелок;
- Обслуживание установки «Комплексон-НТ»;
- Периодическая чистка жаровых труб и турбуляторов котла;
- Контроль исправности арматуры и вспомогательного оборудования.

б) Производится автоматически:

- Подпитка водяного тракта котла и поддержание заданного давления перед сетевыми насосами;
- Регулировка температуры сетевой воды в соответствии с температурой окружающего воздуха по температурному графику;

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						61

13.03.01.2019.004.05

- Регулировка мощности горелки в зависимости от нагрузки (50% и 100% мощности);
- Контроль загазованности атмосферы котельного зала природным газом и оксидом углерода;
- Коммерческий учет потребляемого природного газа;
- Сигнализация при пожаре или взломе;
- Учет выработанной тепловой энергии на сети отопления и ГВС;
- Возобновление работы насосов после пропадания электроэнергии.

В котельной установке вентиляция естественная, приточно-вытяжная рассчитанная на создание не менее 3 кратного воздухообмена без учета подачи воздуха на горение.

Воздух в котельную установку поступает через жалюзийные решетки. Вытяжка из котельного зала осуществляется через дефлектора.

Отопление котельной установки осуществляется за счет тепловыделений от оборудования, газоходов и трубопроводов.

Электрооборудование по выполняемым функциям разбивается на следующие группы:

- ввод, учет и распределение электроэнергии;
- освещение;
- управление сетевыми насосами;
- управление подпиточными насосами;
- управление насосами ГВС;
- управление работой горелок;
- автоматический учет вырабатываемой тепловой энергии;
- автоматический учет потребления природного газа;
- контроль загазованности;
- контроль загазованности;
- охранная и пожарная сигнализация.

Ввод, учет и распределение электроэнергии осуществляется в шкафу ВРУ.

Регулирование температуры воды отопления осуществляется с помощью контроллера ТРМ32, который производит замер температуры наружного воздуха, температуры воды, подаваемой в сеть отопления, контроль температуры обратной воды, поступающей из сети отопления с помощью термометров сопротивления, и вырабатывает сигналы управления регулирующим трехходовым клапаном на линии подмеса погодного регулирования.

Освещение помещений котельной установки комбинированное: естественное и искусственное. Естественное освещение осуществляется через окна в стенах здания. Искусственное электроосвещение включает в себя следующие функциональные группы:

- а) Освещение с наружной стороны котельной.
- б) Освещение внутри котельной люминесцентными лампами.

в) Ремонтное освещение от понизительного трансформатора 220/12в при помощи переносного светильника.

г) Аварийное освещение - с применением переносных электрических фонарей с аккумуляторами или сухими элементами.

Перед пуском котельной установки рабочим персоналом должны быть проверены и исключены следующие места и объекты повышенной опасности в котельной установке:

а) Опасность от поражения электрическим током при обслуживании, ремонте электроустановок, электроразводки.

Должно быть проверено:

- наличие и исправность заземления электрооборудования (электродвигатель, эл. шкафы, пульты управления, эл. магнитные привода клапанов, МЭО);

- исправность электроразводки в местах подключения к электрооборудованию;

- исправность защитных кожухов, крышек, дверей эл. шкафов, пультов, приборов.

б) Опасность травмирования вращающимися частями машин.

Должно быть проверено:

- наличие и надежность закрепления защитных кожухов на муфтах насосов;

- надежность закрепления оборудования на местах установки.

в) Опасность поражения горячей водой из трубопроводов котельной.

Должно быть проверено:

- наличие и надежность крепления соединений трубопроводов, их крепление;

- исправность запорных органов (задвижек, вентилях, клапанов, затворов);

- герметичность сальниковых уплотнений запорной арматуры;

- исправность теплоизоляции горячих поверхностей трубопроводов.

г) Опасность поражения от горячих поверхностей газоходов котла:

- должно быть проверено:

- исправность крепления газоходов;

- исправность взрывных предохранительных клапанов;

- исправность теплоизоляции.

д) Опасность травмирования от ударов об оборудование, ограждающие конструкции при передвижении в котельной установке:

Должно быть проверено и устранено:

- загромождение, захламление проходов;

- разлившиеся на полу смазочные материалы, вода.

Также должно быть проверено:

- наличие и исправность пожарного инвентаря;

- наличие отличительной сигнальной окраски трубопроводов, маркировки запорной арматуры.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.01.2019.004.05

Лист

63

Все применяемые конструкции здания имеют предел огнестойкости, требуемые по СНиП 21.01-078. Мероприятия по взрыво- и пожаробезопасности, безопасная эвакуация всех людей, находящихся в помещении котельной, обеспечиваются по эвакуационным путям через необходимое количество эвакуационных выходов, запроектированных согласно требованиям СНиП 2.09.02-85 "Производственные здания и сооружения" и СНиП 21.01.97 "Пожарная безопасность зданий и сооружений". Проектом предусматривается система пожарной сигнализации и огнетушители для внутреннего пожаротушения.

При включении и опробовании оборудования проверяется наличие и соответствие контрольно-измерительных приборов на котле и трубопроводах котла.

Заполнение котлов, трубопроводов котельной и теплосети производить подготовленной водой, соответствующей требованиям "Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок" для водогрейных котлов.

Выпуск воздуха из котла и трубопроводов производить через воздушники. Давление воды на входе сетевых насосов должно быть не менее 0,5 кгс/ кв. см и не более 4 кгс/ кв.см.

При закрытых напорных задвижках проверить кратковременным включением работу сетевых насосов (правильное направление вращения, отсутствие вибрации). Включить один сетевой насос, открыть напорную задвижку и организовать циркуляцию воды через котлы или теплосеть. Наличие напряжения в электрошкафу и работа насосов контролируется световым индикатором зеленого цвета.

Эксплуатация и регулирование вспомогательного оборудования в различных режимах осуществляется согласно технической эксплуатационной документации на них.

6.2 Техническое обслуживание и текущий ремонт

Для обеспечения надежной и эффективной работы котельной должно быть организовано периодическое обслуживание и ремонт всех ее узлов согласно инструкций по эксплуатации, графиков планово-предупредительных ремонтов, разработанных в соответствии с "Правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок".

Меры безопасности:

- Перед пуском котельной после ремонта или нахождения в резерве более 3 суток должны быть проверены исправность и готовность к включению котла, вспомогательного оборудования, КИП, приборов и устройств защиты и блокировки, а также соблюдены меры безопасности (см. п.5.1. настоящего описания).

При неисправности автоматики безопасности котла, при отсутствии необходимого расхода воды через котел, при низком давлении воды перед сетевыми насосами (менее 0,5 кгс/см²) пуск котла запрещается.

										Лист
										64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2019.004.05					

- Устранение течи из трубопроводов воды должны выполняться под давлением не более 0,5 кгс/см².

- Дверцы и крышки электрошкафов должны надежно запираются от случайного открытия.

- Обслуживание электрооборудования, проведение переключений, наладок электроприборов должно выполняться персоналом, имеющим электротехническую подготовку и соответствующее удостоверение.

- Места проверок работы оборудования, приборов должны иметь достаточное общее или местное освещение.

Ремонтное освещение должно производиться переносными лампами, напряжением не более 36 В.

- Обслуживание оборудования котельной должно осуществляться дежурным и ремонтным персоналом, обученным и аттестованным соответствующим образом и оснащенным необходимыми:

- техдокументацией (руководство по эксплуатации оборудования, должностные инструкции, инструкции по мерам безопасности, дежурные и сменные журналы, карты режимных наладок, схемы);

- инструментом, приспособлениями и принадлежностями;

- средствами индивидуальной защиты.

Техническое обслуживание должно проводиться по следующим видам:

Ежесменное обслуживание, выполняемое дежурным и ремонтным персоналом:

а) Внешний осмотр и проверка технического состояния оборудования: насосов, фильтров, котлов, газоходов, газопроводов.

б) Проверка показаний приборов на соответствие режимным картам.

в) Проверка исправности автоматики безопасности. На пульте автоматики нажать кнопку "Контроль" и проверить индикацию (горение светодиодов) контролируемых параметров, исправность световой и звуковой сигнализации.

г) Проверить состояние средств пожаротушения.

д) Проверить работу предохранительных клапанов на выходе воды из котла, принудительно открыв их за рукоятку.

е) Проверить состояние предохранительных и взрывных клапанов на котлах и газоходах; состояние обмуровки и облицовки котла.

ж) Проверить и устранить утечки воды из трубопроводов.

Еженедельное обслуживание, выполняемое дежурным и ремонтным персоналом:

а) Проверка действия сигнализирующих датчиков и манометров на повышение и понижение давления воды на выходе из котла, подпиточной воды.

Продувка импульсных линий, датчиков.

б) Смазка подшипниковых опор насосных агрегатов.

в) Проверка плотности облицовки, обмуровки котла, газоходов.

г) Проверка состояния дымовой трубы.

					13.03.01.2019.004.05	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

Ежемесячное обслуживание, осмотры и текущий ремонт оборудования в конце отопительного сезона должны производиться в соответствии с графиками планово-предупредительных ремонтов.

6.3 Мероприятия по безопасности работ при монтаже котельной

6.3.1 Общие меры безопасности

При монтаже и пуске в эксплуатацию котельной установки необходимо руководствоваться следующей документацией:

- а) Комплектом техдокументации на данную котельную установку;
- б) Проектом размещения котельной установки на месте эксплуатации;
- в) Нормативной документацией, регламентирующей монтаж, наладку и эксплуатацию оборудования коммунальных отопительных котельных.
- г) Действующими ведомственными производственными инструкциями по безопасному ведению работ.

Монтаж, наладка и пуск в эксплуатацию котельной установки должны производиться обученным и аттестованным персоналом, оснащенным необходимыми технологическими средствами и средствами защиты.

При монтаже и наладке должны выполняться организационно-технические мероприятия, обеспечивающие безопасные условия труда при следующих видах опасных работ:

6.1.1. Погрузочно-разгрузочные работы при транспортировке и монтаже узлов котельной установки:

- Строповку блок-контейнеров производить равномерно за все строповочные петли;
- Монтаж дымовой трубы производить в соответствии с проектом производства работ, разработанным специализированной организацией.
- Грузоподъемные приспособления, стропа должны быть исправные и соответствовать весу поднимаемых узлов, схемам строповки.

6.1.2. Электросварочные работы по монтажу трубопроводов:

- подвод цепи заземления электросварки должен быть выполнен непосредственно на привариваемую деталь;
- при сварке должна быть исключена возможность образования цепи заземления электросварки через электрические цепи, цепи заземления металлорукава, мест подключения приборов, эл. шкафов, эл. двигателей;
- приборы, окрашенные места оборудования должны быть защищены от брызг металла при сварке.

6.1.3. Работы по гидравлическим испытаниям трубопроводов, котлов:

- должны быть проверены исправность запорной арматуры, наличие на них рукояток;
- подача воды и подъем давления должно быть плавным. Из трубопроводов через воздушники должен быть удален воздух. Давление воды при испытаниях сетевых трубопроводов не должно превышать 7 кгс/см^2 ;

- подтяжка фланцевых и муфтовых соединений должны выполняться при давлении воды не более $0,5 \text{ кгс/см}^2$;

- подварка свищей должна выполняться после снятия гидравлического давления и слива воды.

6.1.4. При разводке, подключении и опробовании электротехнических устройств, эл. двигателей, приборов должна быть исключена возможность поражения персонала электрическим током и вывода из строя оборудования.

Все работы по подаче эл. питания на потребителей, их опробование должны проводиться по наряду-допуску после проверки:

- правильности и исправности разводок, подключений;
- исправности заземления;
- наличия и исправности защитных кожухов, крышек;
- надежности закрепления оборудования и защитных кожухов вращающихся частей.

6.1.5. Работы по первичной подаче газа должны быть выполнены согласно "Правил безопасности в газовом хозяйстве", "Плана мероприятий по вводу котельной", инструкций, определяющих порядок подготовки и безопасного проведения газоопасных работ.

6.1.6. Сварочные и другие огнеопасные работы при монтаже и пуске должны проводиться в соответствии с требованиями "Инструкции о мерах пожарной безопасности при проведении огневых работ на промышленных предприятиях и других объектах народного хозяйства".

6.3.2 Подготовка к монтажу котельной

6.2.1. Транспортировка модульной котельной установки с завода-изготовителя производится автомобильным или ж/д транспортом.

6.2.2. Перед началом монтажа оборудования проверить готовность монтажной площадки и территории вокруг котельной в соответствии проекту размещения котельной установки у конкретного заказчика:

- планировка и ограждение соответствующей части территории;
- устройство стоков для организованного отвода поверхностных и грунтовых вод;
- прокладка подъездных путей, сетей эл. энергии, водопровода, канализации и теплосистемы.

6.2.3. Перед монтажом подготовить узлы котельной установки к сборке:

- проверить комплектность поставочных блок-контейнеров согласно упаковочных листов;
- раскрепить узлы газоходов, а также изделия и материалы, закрепленные внутри блок-контейнеров на время транспортировки;
- распаковать ящик с приборами, техдокументацией;
- расконсервировать электротехнические изделия, приборы.

6.3.3 Монтаж котельной

								Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13.03.01.2019.004.05		67

Монтаж здания котельной установки выполнить следующим образом:

6.3.1. На фундамент под здание модульной котельной установки произвести установку закладных деталей МН-1 при помощи самоанкерующих болтов, в предварительно просверленные отверстия.

6.3.2. Блок-контейнер разместить на фундаменте и по опорным местам выполнить приварку к закладным элементам фундамента. В случае опирания балок каркаса контейнера непосредственно на анкерный болт – болт срезать (но не более одного на закладную деталь), обварить по контуру и зачистить.

6.3.3. Выполнить монтаж дефлекторов.

6.3.4. Выполнить приварку контура заземления к каркасу котельной и подключить контур к заземляющему штырю.

6.3.5. Монтаж дымовой трубы выполнить согласно технических условий.

6.3.6. Выполнить подсоединение корпуса дымовой трубы к заземлителю. Величина импульсного сопротивления должна быть не более 50 Ом.

6.3.7. Выполнить монтаж газоходов.

6.3.8. В местах примыкания газоходов к стволу дымовой трубы выполнить по месту проемы и приварить газоходы. Восстановить наружное покрытие.

6.3.9. Выполнить изоляцию газоходов.

6.3.10. Произвести присоединение к трубопроводам теплосети и подпиточной воды.

6.3.11. Выполнить подсоединение к наружной канализационной трубе.

6.3.12. Изоляция трубопроводов.

Произвести изоляцию участков трубопроводов, находящихся снаружи котельной.

6.3.13. Согласно проекта привязки котельной установки, СНиП 3.05.02-88* "Газоснабжение. Внутренние устройства", выполнить подключение к сети газоснабжения. Смонтировать продувочные свечи.

6.3.14. Разместить датчик температуры для погодного регулирования на Северо-Западной стороне здания.

6.3.15. Произвести подключение к электрическим сетям.

6.3.16. Проверить подключение заземления эл. двигателей, эл.шкафов к контуру заземления.

6.3.17. Установить (или проверить установку) электрические измерительные приборы согласно принципиальной тепловой схемы и выполнить их подключение в соответствии с электрическими схемами.

6.3.18. Проверить сопротивление изоляции электропроводок всех групп потребителей (цепи питания, управления, измерения, освещения, обмотки эл. двигателя). Сопротивление изоляции должно быть не менее 0,5 МОм.

Результаты оформить протоколом.

6.3.19. Проверить непрерывность и сопротивление цепей заземления электрических устройств (эл. двигатели, пульты, шкафы, приборы). Сопротивление цепи заземления должно быть не более 0,1 Ом.

										Лист
										68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2019.004.05					

Результаты оформить протоколом.

6.3.20. Подключить кабели ввода эл. питания к вводному щиту.

6.3.21. Монтаж не установленных контрольно-измерительных приборов выполнить в соответствии с принципиальной тепловой схемой и проектной документации на котельную установку.

6.4 Испытание

В процессе подготовки к пуску котельной установки выполнить следующие работы по испытаниям оборудования котельной:

6.4.1. Провести техническое освидетельствование жаротрубного котла:

6.4.1.1. Внешним осмотром проверить состояние обшивки, предохранительных и взрывных клапанов.

6.4.1.2. Проверить герметичность трубной части котла при гидравлических испытаниях.

6.4.2. Произвести гидравлические испытания сетевых трубопроводов водой с температурой не ниже 5°C и не выше 40°C пробным давлением 7 кгс/см² в течение 30 минут или в течение необходимого для осмотра соединений трубопроводов, запорной арматуры (но не менее 30 мин).

Падение давления не допускается.

6.4.3. Произвести гидравлические испытания на герметичность водой давлением 5 кгс/см.кв трубопроводов и арматуры системы подпитки.

6.4.4. Произвести испытания на герметичность системы газоснабжения.

6.4.5. Произвести пробное включение электродвигателей насосных агрегатов для определения правильного направления вращения.

6.4.6. Внешним осмотром проверить состояние теплообменников, проверить герметичность пластин теплообменников.

6.5 Пуско-наладка и регулирование

Работы по пуску и наладке режима работы котельной осуществляется специализированной пуско-наладочной организацией с составлением режимной карты.

6.5.1. Перед пуском необходимо заполнить котлы водой. В открытом положении оставить задвижки на трубопроводах входа и выхода воды в котел. Выполнить пуск сетевого насоса.

6.5.2. Пуск котла производить в соответствии с документацией на котел и горелки.

Регулирование режима работы котла производится в соответствии с режимной картой. Регулирование режима работы котельной осуществляется изменением мощности и количества работающих котлов.

6.6 Комплексное опробование и сдача в эксплуатацию

					13.03.01.2019.004.05	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

6.6.1. Выполнить комплексное опробование работы котельной в течение 72 часов согласно режимных карт и рекомендаций режимно-наладочных испытаний.

6.6.2. Сдача смонтированной котельной в эксплуатацию с выполнением мероприятий по оформлению документации проводится в соответствии с "Правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок".

6.7 Расчет рассеивания вредных веществ в атмосфере

При эксплуатации котельной необходимо предусматривать меры, предотвращающие выбросы горячей воды на растительный покров прилегающей территории.

Котельная укомплектована дымовой трубой диаметром 0,4 м и высотой 20 м. Концентрация загрязняющих веществ (в приземном слое атмосферного воздуха котельной не должна превышать допустимых концентраций).

Основное требование при проверке высоты дымовой трубы по условиям рассеивания в атмосфере вредных веществ – концентрация каждого из вредных веществ в атмосфере населенного пункта не должна превышать значений предельно допустимой концентрации (ПДК):

$$C_{\text{ПДК}}^{\text{NO}_2} = 0,085 \text{ мг/м}^3$$

где $C_{\text{ПДК}}^{\text{NO}_2}$ – максимальная разовая предельно допустимая концентрация диоксидов азота в атмосферном воздухе.

Расчет выбросов загрязняющих веществ в атмосферу производится согласно «Методике определения выбросов загрязняющих веществ при сжигании топлива в котлах производительностью менее 30 т/ч пара, или 20 Гкал/ ч» 1999г.

Выполним расчет высоты дымовой трубы для котла ТТ-100. Принятая высота дымовой трубы – 20 м, диаметр 500 мм.

Количество диоксида азота определим по формуле (6.1):

$$M_{\text{NO}_2} = 0,001 \cdot B \cdot Q_{\text{H}}^{\text{P}} \cdot K_{\text{NO}_2} (1 - \beta) \quad (6.1)$$

где K_{NO_2} - параметр, характеризующий количество окислов азота, образующихся на ГДж теплоты, кг/ГДж (удельный выброс диоксида азота), который находим по формуле (6.2):

$$K_{\text{NO}_x}^{\text{r}} = 0,0113 \cdot \sqrt{B_{\text{p}} \cdot Q_{\text{H}}^{\text{P}}} + 0,03 \quad (6.2)$$

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

					13.03.01.2019.004.05	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

$$K_{NO_2} = 0,0113 \cdot \sqrt{0,114 \cdot 33,6} + 0,03 = 0,052 \frac{г}{МДж}$$

$$M_{NO_2} = 0,114 \cdot 33,6 \cdot 0,052 \cdot (1 - 0) = 0,2 \frac{г}{с} = 200 \text{ мг/с}$$

Максимальные значения приземных концентраций вредных веществ:
Диоксида азота (6.3):

$$c_{\max}^{NO_2} = \frac{(A \cdot M_{NO_2} \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta)}{H^2 \cdot (V \cdot (t_{\text{ух.г.}} - t_{\text{н}}))^{1/3}} \quad (6.3)$$

где m и n – коэффициенты, учитывающие условия выхода газовоздушной смеси из устья источника выброса.

A – коэффициент температурной стратификации атмосферы, равный 160,

M_{NO_2} – максимальный разовый выброс, г/с,

F – безразмерный коэффициент, учитывающий скорость оседания вредных веществ в атмосферном воздухе, для газообразных вредных веществ – 1,

η – коэффициент учитывающий влияние рельефа местности, в случае ровной и слабо пересеченной местности – 1.

Расчет выполним приземных концентраций вредных веществ в переходный период $t_{\text{н}} = +8 \text{ }^\circ\text{C}$, когда значение концентрации максимально:

$$c_{\max}^{NO_2} = \frac{(160 \cdot 0,2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1,16 \cdot 1)}{20^2 \cdot (1,22 \cdot (180 - 8))^{1/3}} = 0,0156 \frac{\text{мг}}{\text{м}^3}$$

Таким образом, основное условие рассеивание вредных веществ в атмосфере выполняется:

$$C_{\text{ПДК}}^{NO_2} = 0,085 \text{ мг/м}^3 \geq c_{\max}^{NO_2} = 0,0156 \frac{\text{мг}}{\text{м}^3}$$

Расстояние по оси факела, на котором концентрация вредных веществ у земной поверхности будет максимальной.

Определим, расстояние по оси факела, на котором концентрация вредных веществ у земной поверхности будет максимальной

По диаметру трубы 500 мм найдем скорость выхода дымовых газов и используем ее для дальнейших расчетов. Используем формулы (6.4, 6.5):

					13.03.01.2019.004.05	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

$$W_0 = \frac{4V_{\Gamma \text{ общ}}}{\pi D_0^2} \quad (6.4)$$

$$W_0 = \frac{4 \cdot 1,22}{3,14 \cdot 0,5 \cdot 0,5} = 6,2 \text{ м/с}$$

$$v_M = 0,65 * \sqrt[3]{V_{\Gamma \text{ общ}} * \frac{\Delta T}{H}} \quad (6.5)$$

$$v_M = 0,65 \cdot \sqrt[3]{1,22 \cdot \frac{180 - 8}{20}} = 1,4 < 2;$$

При $v_M \geq 2$ $n = 1$
 При $0,5 < v_M < 2$ $n = 0,532 \cdot v_M^2 - 2,13 \cdot v_M + 3,13$
 При $v_M \leq 0,5$ $n = 4,4 \cdot v_M$
 Значит

$$n = 0,532 \cdot 1,4^2 - 2,13 \cdot 1,4 + 3,13 = 1,19$$

$$f = \frac{10^3 w_0^2 D_0}{(H^3)^2 \Delta T} = \frac{10^3 \times 6,2^2 \times 0,5}{20^2 \times (180 - 8)} = 0,28$$

$$d = 7 \cdot \sqrt{v_M \cdot (1 + 0,28 * \sqrt[3]{f})} = 7 \cdot \sqrt{1,4 * (1 + 0,28 * \sqrt[3]{0,28})} = 9,0 \text{ (м)}$$

$$x_M = \frac{5-F}{4} * d * h; \text{ (м)}$$

Для NO₂:

$$x_M^{NO_2} = d * H = 9,0 * 20 = 180 \text{ (м)}$$

Следовательно, максимальная концентрация NO₂ будет на расстоянии 180 метров по оси факела у земной поверхности.

7 НАУЧНАЯ ЧАСТЬ

7.1 Автоматическая система регулировки отопления

Автоматизированные обогревательные системы в последнее время стали довольно популярными. Послужило этому то, что тарифы на отопление и горячее водоснабжение периодически поднимаются, и любые средства, которые позволяют экономить затраты на энергию, становятся востребованными. Погодозависимые автоматические системы отопления являются способом управления и регулирования температуры в помещениях при изменении температуры в окружающей среде. Такие системы будут особенно полезны в регионах, где зимой часто происходят перепады температур. Подобные приборы имеют программы, в которых можно заранее установить нужную программу. Например, при -9 температура нагрева батареи будет на одном уровне, но когда за окном температура снижается до -20 градусов – нагрев будет более высоким, соответственно и температура в помещении будет выше.

Поддерживать оптимальную температуру воздуха в жилом помещении, опираясь на температуру окружающей среды, намного проще. В автоматике контроллера уже имеются заданные параметры для поддержания такой температуры, всего лишь необходимо произвести корректировки с учетом того, каким является ваш дом: теплым или холодным.

Экономия осуществляется за счет того, что вода из помещения, которая отдала не всю теплоту смешивается с водой из тепловой сети и используется

					13.03.01.2019.004.05	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

повторно. Температурное регулирование в отоплении жилых помещений в зависимости от температуры за окном осуществляется при перемещении конусной иглы в элеваторе. При работе контроллер, с определенным промежутком времени, считывает температуру с датчиков, которые находятся на улице и в помещении. При изменении температуры в большую или меньшую стороны котроллер дает команду шаговому двигателю на увеличение или уменьшение количества горячей воды, поступающей из тепловой сети. Двигатель заставляет двигаться конусную иглу, которая при перемещении изменяет площадь прохода теплоносителя. Если при установке погодозависимой автоматике было принято решение температурный датчик в помещении не устанавливать, тогда происходит регулирование температуры по температурному графику.

Главные экономические факторы при установке оборудования:

- В рассматриваемой нами системе отопления с регулирующим элеватором нет необходимости ставить насос, так как он сам является водоструйным насосом.
- Использование гидроэлеваторов более выгодно в экономическом плане из-за низкой цены на оборудование и монтажные работы.
- Аварийные ситуации при работе контроллера, остановке насоса или отсутствии электропитания не нуждаются в экстренном принятии мер, что исключает возможность полного замораживания системы отопления. Количество теплоносителя, проходящего через элеватор, регулируется в ручную.

7.2 Расчет расхода сетевой воды

Для того, чтобы наглядно показать эффективность данного оборудования выполним расчет расхода сетевой воды при разных температурах окружающей среды:

Температуру воды на выходе котлов, до узла подмешивания (точка А, рис. 1), поддерживают постоянно равной 95 °С. Регулирование количества отпущенной теплоты потребителю качественное, в точке А путем подмешивания обратной сетевой воды происходит регулирование температуры подающей воды на выходе из котельной через установленный на подающей линии трехходовой клапан. На обратной линии от потребителя (точке Б) рециркуляционным насосом вода с температурой 95 °С из подающего трубопровода подмешивается в обратный трубопровод для поддержания на вводе в котлы постоянной температуры 70 °С.

Из сетевого контура вода также отбирается на нужды ГВС до линии подмеса, с температурой 95 °С и поступает в качестве греющего теплоносителя на теплообменники и далее возвращается на всас сетевых насосов. Поддержание заданной температуры на выходе из котельной на нужды ГВС на уровне °С осуществляется трехходовым клапаном, осуществляющим регулирование количества теплоносителя проходящего через теплообменники.

					13.03.01.2019.004.05	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

Принципиальная схема изображена на рисунке 4.3.

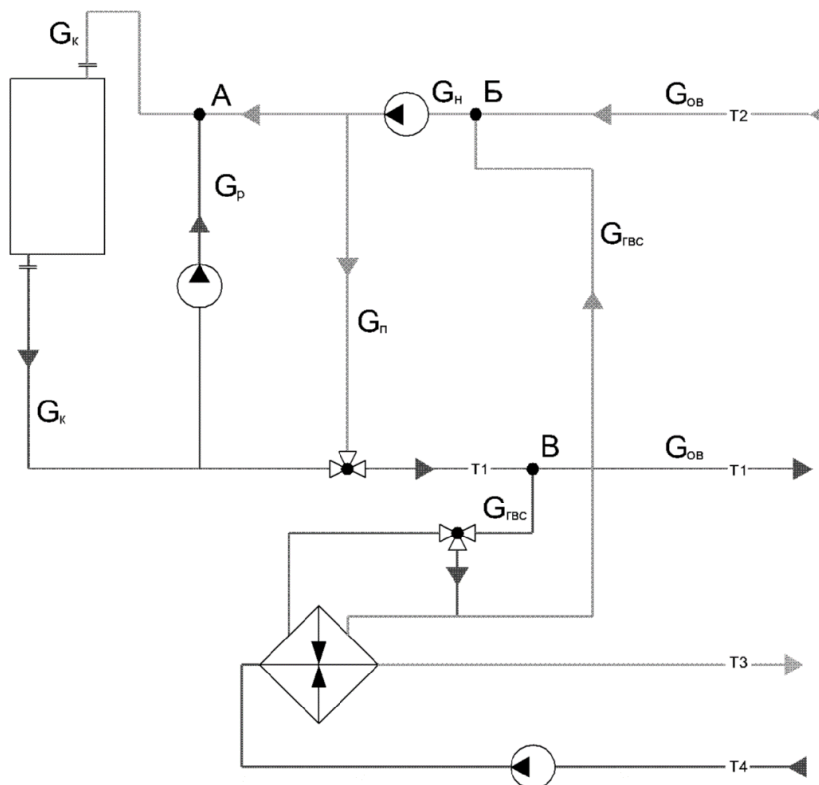


Рис. 4.3 - Принципиальная тепловая схема котельной

Для расчета тепловой схемы рассчитываем балансы теплоты и воды в узлах смешения А, Б, В.

Составим общие уравнения баланса для каждой точки:

Точка А:

Баланс теплоты (7.1):

$$ct_3G_k - ct_kG_p + ct_2G_n - ct_2G_H = 0; \quad (7.1)$$

Баланс воды (7.2):

$$G_k - G_p + G_n - G_H = 0; \quad (7.2)$$

Точка Б:

Баланс теплоты (7.3):

$$ct_2G_{об} + ct_2G_{гвс} - ct_2G_H = 0; \quad (7.3)$$

Баланс воды (7.4):

$$G_{об} + G_{гвс} - G_H = 0; \quad (7.4)$$

В точке В:

Баланс теплоты (7.5):

$$ct_k G_p - ct_2 G_{II} + ct_1 G_{OV} - ct_k G_k + ct_k G_{ГВС} = 0; \quad (7.5)$$

Баланс воды (7.6):

$$G_p + G_{OV} - G_{II} - G_k + G_{ГВС} = 0; \quad (7.6)$$

где со знаком «плюс» потоки, выходящие из точки, а со знаком минус – входящие;

c – теплоемкость воды (считаем, что она не зависит от температуры воды); Дж/(кг·°C);

G_k – расход воды на котлы, м³/ч;

G_p – расход воды на рециркуляцию, м³/ч;

G_{II} – расход воды на подмес, м³/ч;

$G_{ГВС}$ – расход воды на подогрев воды в теплообменниках ГВС, м³/ч;

G_H – расход воды от сетевых насосов, м³/ч;

G_{OV} – расход воды на отопление, м³/ч;

t_3 – температура сетевой воды, идущей на котлы, должна быть не ниже 70 °C;

t_k – температура сетевой воды, идущей с котлов, 95 °C;

t_1 – температура воды в подающем трубопроводе отопления, °C;

t_2 – температура воды в обратном трубопроводе отопления, °C;

1 режим:

Зимний, при расчетной температуре наружного воздуха $t_n = -34$ °C, рециркуляция и подмешивание не требуется $G_p = 0$; $G_{II} = 0$; $G_{OV}^{max} = 170 \frac{M^3}{ч}$,

$G_{ГВС}^{max} = 57 \frac{M^3}{ч}$, температура воды в подающем трубопроводе отопления

$t_1 = 95$ °C; температура воды в обратном трубопроводе отопления $t_1 = 70$ °C;

Точка А:

Составим уравнение теплового баланса в точке А (7.1):

$$ct_3 G_k - ct_k G_p + ct_2 G_{II} - ct_2 G_H = 0 \quad (7.1)$$

$$t_3 G_k - t_2 G_H = 0$$

Так как рециркуляции в данном режиме нет, то температура воды, подаваемой сетевыми насосами на котлы равна температуре обратной сетевой воды, то есть

$$t_3 = t_2 = 70 \text{ °C};$$

$$t_2 G_K - t_2 G_H = 0;$$

$$G_K = G_H;$$

Составим уравнение баланса воды в точке А (7.2):

$$G_K - G_p + G_{II} - G_H = 0 \quad (7.2)$$

Значит

$$G_K = G_H;$$

В точке Б:

Составим уравнение теплового баланса в точке Б (7.3):

$$ct_2 G_{OB} + ct_2 G_{ГВС} - ct_2 G_H = 0 \quad (7.3)$$

$$G_{OB} + G_{ГВС} - G_H = 0;$$

Составим уравнение теплового баланса в точке Б (7.4):

$$G_{OB} + G_{ГВС} - G_H = 0 \quad (7.4)$$

Ранее найдено $G_K = G_H$, значит

$$G_{OB} + G_{ГВС} - G_K = 0;$$

$$G_K = G_{OB} + G_{ГВС}$$

$$G_K = G_H = 170 + 57 = 227 \text{ м}^3/\text{ч};$$

Так как все расходы и температуры известны, балансы в точке В не составляем.

2 режим:

Промежуточный, при расчетной температуре наружного воздуха $t_n = -10 \text{ }^\circ\text{C}$;

$G_{OB}^{\max} = 170 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$, $G_{ГВС}^{\max} = 57 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$, температура воды в подающем трубопроводе отопления $t_1 = 65,3 \text{ }^\circ\text{C}$, температура воды в обратном трубопроводе отопления $t_2 = 51,7 \text{ }^\circ\text{C}$ (t_1 и t_2 находим по температурному графику).

Точка А:

					<i>13.03.01.2019.004.05</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

Составим уравнение теплового баланса в точке А (7.1):

$$ct_3G_K - ct_KG_P + ct_2G_{II} - ct_2G_H = 0 \quad (7.1)$$

$$t_3G_K - t_KG_P + t_2G_{II} - t_2G_H = 0$$

Подставим известные числовые значения и получим:

$$t_3G_K - 95 \cdot G_P + 51,7 \cdot G_{II} - 51,7 \cdot G_H = 0;$$

Составим уравнение баланса воды в точке А (7.2):

$$G_K - G_P + G_{II} - G_H = 0 \quad (7.2)$$

В точке Б:

Составим уравнение теплового баланса в точке Б (7.3):

$$ct_2G_{OB} + ct_2G_{ГВС} - ct_2G_H = 0 \quad (7.3)$$

$$G_{OB} + G_{ГВС} - G_H = 0;$$

Составим уравнение баланса воды в точке Б (7.4):

$$G_{OB} + G_{ГВС} - G_H = 0 \quad (7.4)$$

$$G_H = G_{OB} + G_{ГВС} = 170 + 57 = 227 \text{ м}^3/\text{ч};$$

В точке В:

Составим уравнение теплового баланса в точке В (7.5):

$$ct_KG_P - ct_2G_{II} + ct_1G_{OB} - ct_KG_K + ct_KG_{ГВС} = 0 \quad (7.5)$$

$$t_KG_P - t_2G_{II} + t_1G_{OB} - t_KG_K + t_KG_{ГВС} = 0;$$

Подставим известные числовые значения и получим:

$$95 \cdot G_P - 51,7 \cdot G_{II} + 65,3 \cdot G_{OB} - 95 \cdot G_K + 95 \cdot G_{ГВС} = 0;$$

Составим уравнение баланса воды в точке В (7.6):

$$G_P + G_{OB} - G_{II} - G_K + G_{ГВС} = 0 \quad (7.6)$$

$$G_P + 170 - G_{II} - G_K + 57 = 0;$$

					13.03.01.2019.004.05	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

$$G_k - G_p + G_{II} - 227 = 0;$$

Решим совместно систему уравнений для промежуточного режима:

$$t_3 \cdot G_k - 65,3 \cdot G_p + 51,7 \cdot G_{II} - 51,7 \cdot 227 = 0;$$

$$95 \cdot G_p - 51,7 \cdot G_{II} + 65,3 \cdot 170 - 95 \cdot G_k + 95 \cdot G_{ГВС} = 0;$$

$$G_k - G_p + G_{II} - 227 = 0;$$

Подставим известные значения и получим:

$$70 \cdot G_k - 95 \cdot G_p + 51,7 \cdot G_{II} - 51,7 \cdot 227 = 0;$$

$$95 \cdot G_p - 51,7 \cdot G_{II} + 65,3 \cdot 170 - 95 \cdot G_k + 95 \cdot 57 = 0;$$

$$G_k - G_p + G_{II} - 227 = 0;$$

Значит

$$G_k = 191,2 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$G_p = 80,8 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$G_{II} = 116,6 \text{ м}^3/\text{ч};$$

3 режим:

Начало и конец отопительного сезона, при расчетной температуре наружного воздуха $t_n = 8 \text{ }^\circ\text{C}$; $G_{об}^{\max} = 170 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$, $G_{звс}^{\max} = 57 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$, температура воды в подающем трубопроводе отопления $t_1 = 41,2 \text{ }^\circ\text{C}$, температура воды в обратном трубопроводе отопления $t_2 = 35,8 \text{ }^\circ\text{C}$ (t_1 и t_2 находим по температурному графику).

Точка А:

Составим уравнение теплового баланса в точке А (7.1):

$$ct_3 G_k - ct_1 G_p + ct_2 G_{II} - ct_2 G_H = 0 \quad (7.1)$$

$$t_3 G_k - t_1 G_p + t_2 G_{II} - t_2 G_H = 0$$

Подставим известные числовые значения и получим:

					13.03.01.2019.004.05	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

$$t_3 G_K - 41,2 \cdot G_P + 35,8 \cdot G_{II} - 35,8 \cdot G_H = 0;$$

Составим уравнение баланса воды в точке А (7.2):

$$G_K - G_P + G_{II} - G_H = 0 \quad (7.2)$$

В точке Б:

Составим уравнение теплового баланса в точке Б (7.3):

$$ct_2 G_{OB} + ct_2 G_{ГВС} - ct_2 G_H = 0 \quad (7.3)$$

$$G_{OB} + G_{ГВС} - G_H = 0;$$

Составим уравнение баланса воды в точке Б (7.4):

$$G_{OB} + G_{ГВС} - G_H = 0 \quad (7.4)$$

$$G_H = G_{OB} + G_{ГВС} = 170 + 57 = 227 \text{ м}^3/\text{ч};$$

В точке В:

Составим уравнение теплового баланса в точке В (7.5):

$$ct_K G_P - ct_2 G_{II} + ct_1 G_{OB} - ct_K G_K + ct_K G_{ГВС} = 0 \quad (7.5)$$

$$t_K G_P - t_2 G_{II} + t_1 G_{OB} - t_K G_K + t_K G_{ГВС} = 0;$$

Подставим известные числовые значения и получим:

$$95 \cdot G_P - 35,8 \cdot G_{II} + 41,2 \cdot G_{OB} - 95 \cdot G_K + 95 \cdot G_{ГВС} = 0;$$

Составим уравнение баланса воды в точке В (7.6):

$$G_P + G_{OB} - G_{II} - G_K + G_{ГВС} = 0 \quad (7.6)$$

$$G_P + 170 - G_{II} - G_K + 57 = 0;$$

$$G_K - G_P + G_{II} - 227 = 0;$$

Решим совместно систему уравнений для промежуточного режима:

$$t_3 \cdot G_K - 41,7 \cdot G_P + 35,8 \cdot G_{II} - 35,8 \cdot 227 = 0;$$

$$95 \cdot G_P - 35,8 \cdot G_{II} + 41,2 \cdot 170 - 95 \cdot G_K + 95 \cdot G_{ГВС} = 0;$$

					13.03.01.2019.004.05	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

$$G_k - G_p + G_{II} - 227 = 0;$$

Подставим известные значения и получим:

$$70 \cdot G_k - 95 \cdot G_p + 35,8 \cdot G_{II} - 35,8 \cdot 227 = 0;$$

$$95 \cdot G_p - 35,8 \cdot G_{II} + 41,2 \cdot 170 - 95 \cdot G_k + 95 \cdot 57 = 0;$$

Значит

$$G_k = 171,7 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$G_p = 99,2 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$G_{II} = 154,5 \text{ м}^3/\text{ч};$$

Результаты расчетов сведем в таблицу 7.1.

Таблица 7.1 Расходы сетевой воды

Режимы	$G_{\text{к}}$ м ³ /ч	$G_{\text{ов}}$ м ³ /ч	$G_{\text{звс}}$ м ³ /ч	G_p м ³ /ч	$G_{\text{н}}$ м ³ /ч	$G_{\text{н}}$, м ³ /ч
1. Зимний	227	170	57	0	0	227
2. Промежуточный	191,2	170	57	80,8	116,6	227
3. Переходный	171,7	170	57	99,2	154,5	227

Из проведенных расчетов видно, что чем меньше температура, тем больше расход сетевой воды подается в котел для нагрева. При наличии погодозависимой автоматики, когда температура в холодное время довольно часто меняется, потребитель может значительно сэкономить на плате за отопление помещения, а также предотвращается перегрев помещений, увеличивается срок службы трубопроводов и теплообменных аппаратов.

7.3 Стоимость установки системы автоматического регулирования и сроки ее окупаемости

Цена установки такого оборудования зависит от вида системы отопления. В нашем случае система – зависимая. Стоимость установки автоматической системы регулировки отопления:

$$Z_{\text{уст}} = 56 \text{ тыс.руб.}$$

На рисунке 7.1 изобразим диаграмму срока окупаемости автоматической системы отопления.

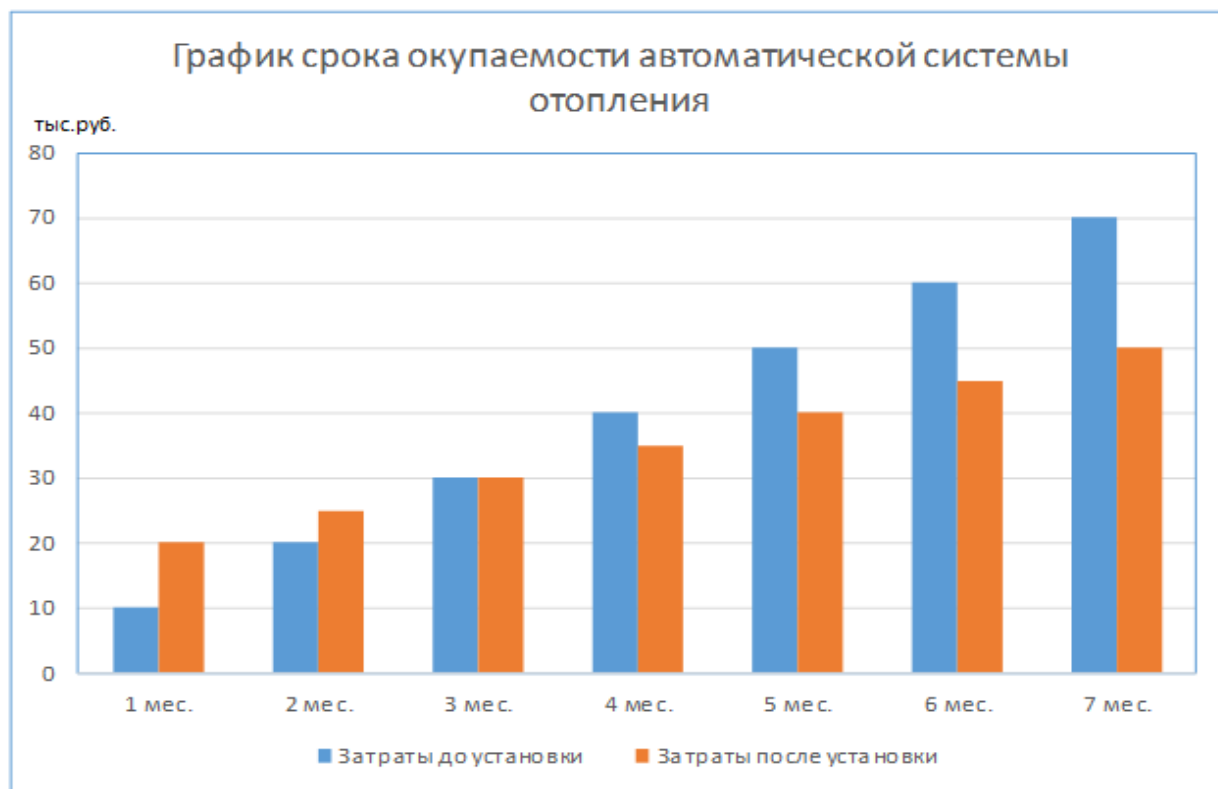


Рис. 7.1 – Диаграмма срока окупаемости

Вывод: на основании диаграммы можно определить, что при использовании погодозависимой системы отопления затраты на ее установку окупятся за период в 3 месяца.

8 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ

8.1 Технико-экономический расчет

В настоящее время теплоснабжение села Кременкуль Сосновского района Челябинской области осуществляется водогрейной отопительной котельной.

Проектом предусмотрена замена существующих водогрейных газовых котлов типа КВГ на автоматизированный водогрейный котлоагрегат марки ТТ-100 мощностью 3500 кВт фирмы ООО "ЭНТРОПОС" (Россия) с газовой автоматизированной горелкой фирмы СІВТ UNIGAS в связи с реализацией программы энергосбережения предприятия, так как КПД существующего котла снизилось до 70 % и он требует больших затрат на содержание и ремонт.

Целью расчета является: экономическое обоснование установки нового водогрейного котла ТТ-100 в 2019 году. При этом увеличивается КПД котельной, за счет нового современного котельного оборудования. В итоге это приведет к снижению затрат на топливо, на техническое обслуживание и ремонт, упростится схема автоматизации процесса работы для сокращения обслуживающего персонала.

Определим экономическую эффективность реконструкции.

8.1.1 Расчет капитальных затрат

Капитальные затраты (инвестиции) – это единовременные (разовые) денежные средства, которые необходимы для строительства новых или реконструкции существующих объектов. Все затраты предприятия или организации, направленные на покупку, производство, увеличение активов, модернизацию и усовершенствование оборудования на предприятии, называются капитальными затратами.

Смета капитальных затрат представлена в таблице 8.1.

Данные суммы устанавливались по данным поставщиков оборудования [28].

Таблица 8.1 – Смета капитальных затрат на реконструкцию котельной

Наименование статьи затрат	Единица измерения	Общая стоимость капитальных затрат
Затраты на разработку проекта	тыс.руб.	575,25
Стоимость котла ТТ-100 [28]	тыс.руб.	1 613,059
Затраты на транспортировку котлов	тыс.руб.	94,673
Затраты на демонтаж, строительномонтажные и пуско-наладочные работы	тыс.руб.	1 129,0
Итого	тыс.руб.	3 411,98

Проект реконструкции котельной состоит из следующих разделов: ГСВ (газоснабжение внутренние устройства), ТМ (тепломеханические решения), ЭМ (электроснабжение), АК (автоматизация комплексная).

Стоимость разработки каждого из разделов определим по данным [29]:

ГСВ – 45 250 руб.

ТМ – 250 000 руб.

ЭМ – 80 000 руб.

АК – 200 000 руб.

Итого: 575 250 руб.

Затраты на транспортировку котлов от завода изготовителя ООО «ЭНТРОРОС» (г. Санкт-Петербург) до места монтажа в селе Кременкуль Сосновского района Челябинской области определим с помощью калькулятора стоимости доставки грузов транспортными компаниями [30]. Минимальная стоимость доставки из груза весом 7,3 тонны из г. Санкт-Петербург в села Кременкуль Сосновского района Челябинской области составляет 94 673 руб. (транспортной компанией «ПЭК»), срок доставки 6 дней.

Затраты на строительные-монтажные и пуско-наладочные работы принимаем в размере 70 % от стоимости основного оборудования [31].

Суммарные капитальные затраты на реконструкцию котельной составляют 3411,98 тыс.руб.

8.1.2 Расчет текущих затрат

Текущие затраты - расходы непосредственно связанные с производством продукции, выполнением работ, оказанием услуг, обусловленные технологией и организацией производства, включая материальные затраты и расходы на оплату труда работников, занятых производством продукции, выполнением работ и оказанием услуг, расходы по контролю производственных процессов и качества выпускаемой продукции, сопровождению и гарантийному надзору продукции и устранению недостатков, выявленных в процессе ее эксплуатации, и др.

Определим ежегодные материальные затраты, затраты топливно-энергетических и трудовых ресурсов до и после реконструкции.

8.1.3 Текущие затраты на эксплуатацию котельной до реконструкции

1. Стоимость затрат на техническое обслуживание, текущий и капитальный ремонты составляет [14]:

$$Z_{РЕМ} = 700 \text{ тыс.руб/год}$$

2. Затраты на природный газ (8.1):

$$Z_{ПЕЛ} = T_{г} \cdot Q^{год} \quad (8.1)$$

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						84

13.03.01.2019.004.05

Стоимость 1 тыс. м³ природного газа равна $T_r = 4414$ руб. [32].

Годовой расход газа на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение равен $Q_{\text{газ}}^{\text{год}} = 2\,763\,369$ м³.

Значит

$$Z_{\text{ТОПЛ}} = 4414 \cdot 2763,369 = 12198 \text{ тыс. руб./год}$$

3. Затраты на покупку воды в год (8.2):

$$Z_B = T_B \cdot Q_B^{\text{год}} \quad (8.2)$$

Тариф на воду $T_B = 24,77$ руб./ м³ [33].

Объем потребляемой воды за год $Q_{\text{гвс}}^{\text{год}} = 90610$ м³

$$Z_B = 24,77 \cdot 90610 = 2244 \text{ тыс. руб./год};$$

4. Затраты на электроэнергию (8.3):

$$Z_{\text{ЭЛ}} = T_{\text{эл.}} \cdot N_{\text{эл}} \quad (8.3)$$

где $T_{\text{эл}}$ – тариф эл. эн. 3,15 руб. за кВт·ч [34].

$N_{\text{эл}}$ – годовое потребление эл. эн. электрооборудованием котельной.

Основную составляющую эл. мощности котельной потребляют насосы.

Рабочая мощность всего работающего электрооборудования:

- сетевой насосный агрегат – 37 кВт;
- рециркуляционный насосный агрегат – 4,0 кВт;
- подпиточный насосный агрегат – 1,1 кВт;
- насос горячего водоснабжения – 7,5 кВт

Итого: 49,6 кВт.

Значит годовое потребление эл. энергии равно:

$$N_{\text{эл}} = 49,6 \cdot 218 \cdot 24 = 259507,2 \text{ кВт·ч}$$

Отсюда

$$Z_{\text{ЭЛ}} = 3,15 \cdot 259507,2 = 817 \text{ тыс.руб./год};$$

Сумма текущих затрат до реконструкции составит:

$$I_1 = 700 + 12198 + 2244 + 817 = 15959 \text{ тыс.руб./год}$$

					13.03.01.2019.004.05	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

8.1.4 Текущие затраты на эксплуатацию котельной после реконструкции

1. Стоимость затрат на техническое обслуживание, планово-предупредительный и капитальный ремонт составляет [14]:

$$Z_{\text{РЕМ}} = 100 \text{ тыс.руб./год}$$

2. Амортизационные отчисления.

Амортизационные отчисления в упрощенных расчетах составляют 10 % от стоимости капитальных затрат на оборудование, здания, приборы и др. Капитальные затраты на оборудование складываются из стоимости котла 1 613,059 тыс.руб (табл. 7).

Значит ежегодные затраты на амортизацию составят

$$Z_{\text{АМ}} = 1\,613,059 \cdot 0,1 = 161,3 \text{ тыс.руб./год}$$

3. Затраты на природный газ.

$$Z_{\text{ПЕЛ}} = T_{\text{Г}} \cdot Q^{\text{год}};$$

Стоимость 1 тыс. м³ природного газа равна $T_{\text{Г}} = 4414$ руб. [32].

Годовой расход газа на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение равен $Q_{\text{газ}}^{\text{год}} = 2\,125\,675$ м³. Значит

$$Z_{\text{ТОПЛ}} = 4414 \cdot 2\,125,675 = 9383 \text{ тыс. руб./год};$$

4. Затраты на покупку воды в год.

$$Z_{\text{В}} = 24,77 \cdot 90610 = 2244 \text{ тыс. руб./год};$$

5. Затраты на электроэнергию.

$$Z_{\text{ЭЛ}} = 3,15 \cdot 259507,2 = 817 \text{ тыс. руб./год};$$

Сумма текущих затрат после реконструкции составит:

$$И_2 = 100 + 161 + 9383 + 2244 + 817 = 12705 \text{ тыс.руб./год}$$

8.1.5 Расчет срока окупаемости реконструкции котельной

Рассчитаем срок окупаемости проекта реконструкции определим по формуле (8.4):

					13.03.01.2019.004.05	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

$$T_{ок} = \frac{K - K_{ликв}}{\Delta И} = \frac{K - K_{ликв}}{И_1 - И_2}, \quad (8.4)$$

где К – капитальные затраты на разработку и реализацию проекта реконструкции котельной, определены ранее К=3411,98 тыс.руб. (табл. 7);

ΔИ – экономия текущих затрат вследствие реконструкции котельной;

К_{ликв} – ликвидационная стоимость демонтированного оборудования.

Ликвидируемые котлы могут быть реализованы по стоимости металлолома. Так как вес ликвидируемого котла 7 т [35], а стоимость металлолома 14800 руб/т [36], то ликвидационная стоимость составит 7·14,8=103,6 тыс.руб.

Значит

$$T_{ок} = \frac{3411,98 - 103,6}{15959 - 12705} = 1,02 \text{ года}$$

Реконструкция котельной с установкой нового оборудования взамен устаревшего, при небольших капитальных вложениях снижает текущие затраты, срок окупаемости реконструкции составляет 1,02 года. После полученного расчета видно, что срок окупаемости реконструкции меньше нормативного (5 лет), следовательно данный проект является эффективным.

8.2 SWOT - анализ для реализации проекта разработки системы

Анализ варианта реализации проекта разработки реконструкции котельной предназначенной для теплоснабжения села Кременкуль Сосновского района Челябинской области.

SWOT – анализ осуществляется методом анализа сильных и слабых сторон предприятия, его внешних благоприятных возможностей и угроз. SWOT-анализ сведен в таблицы 8.2 и 8.3. [12].

Таблица 8.2. SWOT – анализ существующей системы теплоснабжения села Кременкуль Сосновского района Челябинской области

<p>Сильные стороны (S): -простота эксплуатации,</p>	<p>Слабые стороны (W): - низкий фактический КПД котлов -70 %, - высокие затраты на топливо, - высокие текущие затраты в связи с ежегодным ремонтом исчерпавшими свой срок эксплуатации котла</p>
---	--

<p>Возможности (О):</p> <p>- простота регулировки тепловой нагрузки [21]</p>	<p>Угрозы (Т):</p> <p>- рост тарифов на газ - высокий риск выхода из строя котлов в отопительный период в результате неисправности</p>
--	--

Таблица 8.3 – SWOT – анализ проекта реконструкции котельной предназначенной для теплоснабжения села Кременкуль Сосновского района Челябинской области

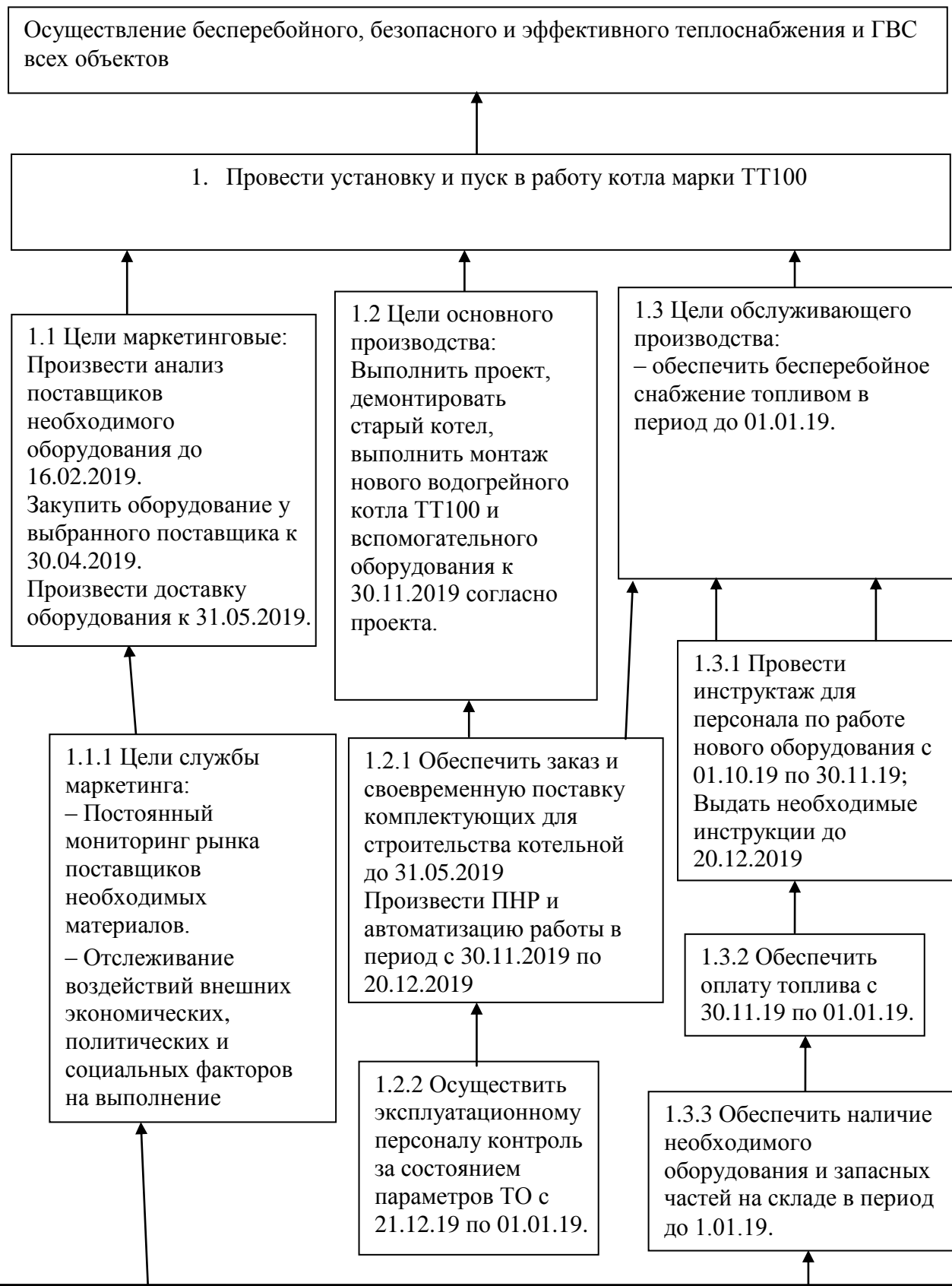
<p>Сильные стороны (S):</p> <p>- высокий КПД котла – 91%; - высокая эксплуатационная надежность, - низкое гидравлическое сопротивление; - простое и удобное управление, - комплектация системой автоматического регулирования, - сохраняется высокий КПД при переменных нагрузках - быстрый монтаж и пуск в эксплуатацию</p>	<p>Слабые стороны (W):</p> <p>- количество пусков влияет на ресурс работы котла и сокращает срок его службы</p>
<p>Возможности (О):</p> <p>- повышение качества тепла, отправляемого к потребителю</p>	<p>Угрозы (Т):</p> <p>- повышение цен на оборудование; - рост тарифов на газ</p>

Рассмотрев SWOT – анализ двух вариантов до и после реконструкции, можно сделать вывод: установка газового котла типа ТТ100 является более целесообразной по наличию благоприятных возможностей, сильных и слабых сторон, определяющих пути его развития в отличие от существующей системы теплоснабжения предприятия.

8.3. Планирование целей предприятия и проекта

8.3.1 Планирование целей проекта, в дереве целей

Дерево целей представляет собой структурную модель, показывающую соподчиненность и связь целей подразделений в иерархии управления. Для его построения миссия предприятия делится на проектные цели его подразделений, операционные цели исполнителей, составленные по принципу SMART. Дерево целей проекта изображено на рисунке 8.1.



Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.01.2019.004.05

Лист

89

Цели исполнителей: выполнение работ в соответствии с должностной инструкцией, обслуживание и эксплуатация оборудования

Рисунок 8.1 - Дерево целей проекта

8.3.2 График Ганта

Диаграмма Ганта (график Ганта) - это один из наиболее удобных и популярных способов графического представления времени выполнения задач. Как средство планирования используется в личном и корпоративном тайм-менеджменте; управлении проектами. С учётом того, что большая часть людей является визуалами, диаграмма даёт возможность решить одну из основных задач и показать персоналу, над чем следует работать, какие ресурсы применять в процессе и с какой скоростью выполнять те или иные задачи. Вся информация подаётся в сжатом виде, без использования запутанных таблиц и огромного количества текста. При этом суть ясна и понятна всем, без исключения, участникам проекта.

Список этапов по реализации целей проекта представим в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – План-график Ганта проект

Наименование работы	2019 г.											
	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
Разработка проекта строительства												
Анализ поставщиков необходимых материалов												
Закупка материалов и оборудования												
Произвести доставку нового оборудования и материалов												
Демонтаж существующих котлов												
Составление плана работ по установке котла ТТ100												
Выполнение работ по установке котла ТТ100												
ПНР и автоматизация												

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках выпускной квалификационной работы предусматривается реконструкция отопительной водогрейной котельной предназначенной для теплоснабжения села Кременкуль Сосновского района Челябинской области.

Проектом предусмотрена установка замена существующего водогрейного котла типа КВГ на автоматизированный водогрейный котлоагрегат марки ТТ100 с газовой автоматизированной горелкой фирмы СІВТ UNIGAS в связи с реализацией программы энергосбережения предприятия, так как КПД существующего котла снизилось до 70 % и он требует больших затрат на содержание и ремонт.

Тепловая схема котельной – одноконтурная. Температурный график – 95-70 °С.

В работе был выполнен расчет тепловой схемы, расчет и подбор основного оборудования котельной, поверочный расчет дымовой трубы и расчет срока окупаемости реконструкции.

Себестоимость тепла при работе котельной на новом котле ниже себестоимости при работе на котле, израсходовавшем свой ресурс, срок окупаемости данной реконструкции составляет 1 год.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Алабугин, А.А. Экономико-управленческая часть выпускных квалификационных работ для направления подготовки «Теплоэнергетика и теплотехника»: учебное пособие для бакалавров и магистрантов/ А.А.Алабугин, Р.А. Алабугина.–Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2018. –44с
2. Алабугина, Р.А.Выпускная квалификационная работа: структура, требования к оформлению и нормоконтролю: методические указания / Р.А. Алабугина. –Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2017. –43 с.
3. Александров А.А., Теплофизические свойства воды и водяного пара. – М.: Изд. МЭИ, 2003, 165 с.: ил
4. Аэродинамический расчет котельных установок: нормативный метод.
5. Безопасность жизнедеятельности: учебное пособие с элементами самостоятельной работы студентов / С.И. Боровик, Л.М. Киселева, А.В. Кудряшов и др; под ред. А.И. Сидорова.
6. Бойко Е.А. Конструкционные характеристики энергетических котельных агрегатов / Е.А. Бойко. 2003 г.
7. Бойко Е.А. Аэродинамический расчет котельных установок. Бойко Е.А. 2006 г.
8. Брюханов О.Н. Газифицированные котельные агрегаты – Издательство: "Инфра-М", 2015.
9. ГОСТ Р 21.1101-2009 «Основные требования к проектной и рабочей документации».
10. Гусев Ю.Л. Основы проектирования котельных установок: учебное пособие./Ю.Л. Гусев. - М.: Стройиздат, 1973.-248с.
11. Кириллин, В.А. Техническая термодинамика: учебник для студентов теплоэнергетических специальностей вузов / В.А. Кириллин, В.В. Сычев, А.Е. Шейндлин. – 5-е изд., перераб. и доп. – М.: Изд. дом МЭИ, 2008, 496 с.: ил.
12. Киселев Н.А. Котельные установки – Издательство: "Книга по требованию", 2012.
13. Коссов В.В., Лившиц В.Н., Шахназаров А.Г. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов/ Третья редакция, испр. и допол. — Москва, 2008. — 234 с.
14. Лебедева, Е.А. Экологическая оценка систем теплогазоснабжения и вентиляции./ Лебедева, Е.А. - Нижегородский государственный архитектурно-строительный университет, 2007 -66с.

					13.03.01.2019.004.05	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

15. Основы государственной политики в области экологического развития Российской Федерации на период до 2030 года" (утв. Президентом РФ 30.04.2012).

16. Роддатис, К.Ф. Справочник по котельным установкам малой производительности/ К.Ф. Роддатис, А.Н. Полтарецкий. - М.: Энергоатомиздат, 1989 - 488с.

17. Санцевич В. И. Блочно-модульная водогрейная котельная - Издательство: ТетраСистемс , 2013 год - 64 с.

18. СНиП II-35-76 * «Котельные установки» с изм. №1.

19. СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети».

20. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети. – М. “Энергия”, 2001, 465 с.

21. Соколов Б.А. Паровые и водогрейные котлы малой и средней мощности, Издательство: Academia, 2011 – 128 с.

22. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети. – М. “Энергия”, 2001, 465 с.: ил.

23. СП 131.13330.2012. Строительная климатология.

24. Справочник по подготовке котельных установок - Издательство: Эколит, 2016 – 288с.

25. Федеральный закон от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

26. Фокин В.М. Теплогенераторы котельных / В.М. Фокин. – М.: 2005.

27. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года.

28. 261 Федеральный закон от 23.11.2009 г. «Об энергосбережении и повышении энергоэффективности».

29. http://gorelka16.ru/catalog/kotly/Vodogreynye/trehhodovye-zharotrubnye-kotly/trehhodovye-zharotrubnye-kotly_75.html

30. www.argogas.ru/uslugi/proektirovanie_kotelnyh/stoimost.php

31. www.premium-gaz.ru

32. www.alliance-catalog.ru

33. www.energovopros.ru

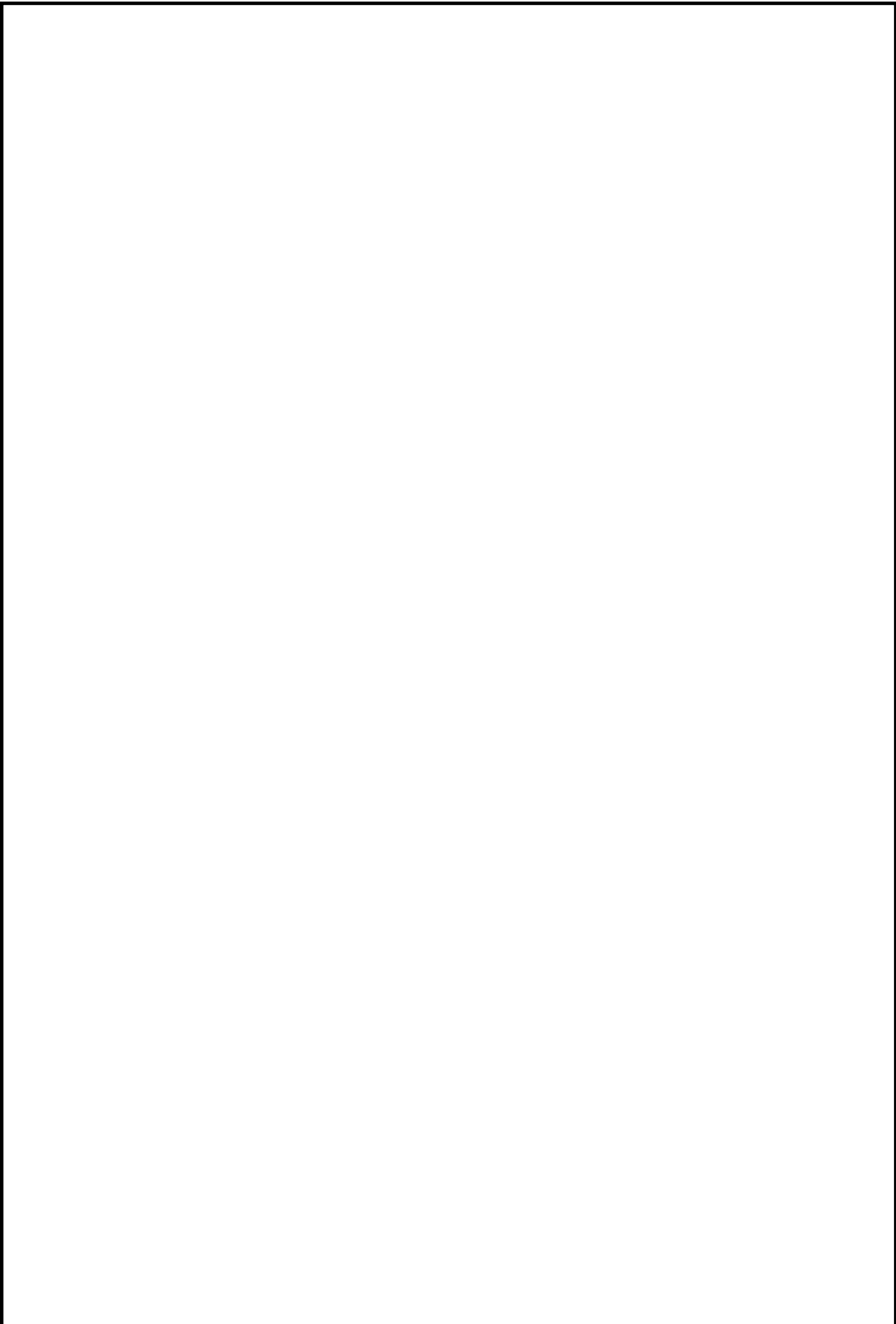
34. www.msud.ru

35. www.energo-24.ru

36. www.tepaltai.ru

37. www.maxlom74.ru

										Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2019.004.05					93



					<i>13.03.01.2019.004.05</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		6