

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

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Рецензент
ООО «ТЭСиС», Начальник КИПиА
_____ П.А. Вергасов
« ____ » _____ 2018г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

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

**ПЕРЕВОД КОТЕЛЬНОЙ ПО АДРЕСУ Г.КОПЕЙСК, УЛ.МИРА,
НА ДВУХКОНТУРНУЮ СХЕМУ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ**

**ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ БАКАЛАВРА**

ЮУрГУ–13.03.01.2018.060.11 ПЗ ВКР

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

Руководитель работы,
к.т.н., доцент
_____ Т.Б. Жиргалова
« ____ » _____ 2018 г.

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

Автор работы,
студент группы П-479
_____ С.А. Лучкин
« ____ » _____ 2018 г.

Челябинск 2018

АННОТАЦИЯ

Лучкин С.А. Перевод котельной адресу г. Копейск, ул.Мира, на двухконтурную схему для повышения энергоэффективности – Челябинск: ЮУрГУ, ПИ, Э; 2018, 96 с., 4 рис, 16 табл. библиогр. список - 52 наим., 6 листов чертежей ф.А1, 1 демонстрационной лист ф.А1

В данной работе произведены расчеты по переводу котельной по адресу г.Копейск ул.Мира на двухконтурную схему в целях повышения энергоэффективности.

существующей тепловой схемы котельной и обоснованию, актуальности и сути её перевода. Проведено сравнение отечественных и зарубежных передовых технологий и решений в области перевода котельной на двухконтурную схему.

Рассчитаны максимальные тепловые нагрузки потребителей на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение и построены графика тепловых нагрузок и температуры теплоносителя. Выполнен гидравлический и пьезометрический расчет и построены пьезометрические графики напоров. Выполнен выбор оборудования для ИТП. Рассчитаны и выбраны теплообменные аппараты для разделения котлового контура и контура тепловых сетей, а так же осуществлен выбор сетевых циркуляционных и подпиточных насосов и системы водоподготовки.

Рассмотрены вопросы безопасности жизнедеятельности на производстве, в разделе посвященном автоматизации котельной подобрана система КИПиА, сигнализации и защиты. В разделе экологии был произведен расчет существующей дымовой трубы.

Так же выполнен экономический расчет перевода котельной на двухконтурную схему, доказывающий целесообразность принятия такого решения.

Графическая часть выполнена с применением AutoCAD– системы автоматизированного проектирования .

										Лист
										5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.060.11 ПЗ					

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	8
1 ОБОСНОВАНИЕ И АКТУАЛЬНОСТЬ ПЕРЕВОДА КОТЕЛЬНОЙ НА ДВУХКОНТУРНУЮ СХЕМУ.....	9
2 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ВАРИАНТОВ ПО ПЕРЕВОДУ НА ДВУХКОНТУРНУЮ СХЕМУ.....	11
3 РАСЧЕТ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК.....	14
3.1. Исходные данные.....	14
3.2. Расчет часовых расходов тепла.....	14
3.3 Регулирование тепловых нагрузок.....	22
4 ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ.....	24
5 РАСЧЕТ И ПОСТРОЕНИЕ ПЬЕЗОМЕТРИЧЕСКОГО ГРАФИКА.....	38
6 РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ ОТОПИТЕЛЬНОЙ КОТЕЛЬНОЙ.....	41
7 ВЫБОР ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ.....	44
7.1. Выбор насоса.....	44
7.2. Выбор оборудования подготовки воды.....	45
7.3. Выбор теплообменного оборудования.....	46
7.4. Выбор оборудования для ИТП жилого дом ул. Лизы Чайкиной, 42.....	52
7.4.1. Выбор циркуляционного насоса.....	53
7.4.2 Выбор теплообменника.....	54
7.4.2 Подбор грязевика.....	55
7.4.3 Подбор расширительного мембранного бака.....	55
8 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	57
9 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ.....	60
9.1 Расчет дымовой трубы.....	60
9.2 Расчет максимальной приземной концентрации выбросов.....	61
9.3 Расчет выброса оксидов азота.....	62
10 КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ И АВТОМАТИКА.....	67
10.1 Автоматика котельного агрегата.....	68
10.2 Автоматика вспомогательного котельного оборудования.....	70
11 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	71
11.1 Безопасность производственных процессов и оборудования.....	71
11.2 Пожаровзрывобезопасность.....	74
11.3 Электробезопасность.....	75
12 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ.....	76
12.1 Расчет капитальных затрат на перевод котельной.....	76

	12.2	Расчет ликвидационной стоимости оборудования.....	77	Лист
			<i>13.03.01.2018.060.11 ПЗ</i>	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
				6

12.4 Расчет срока окупаемости перевода котельной	82
12.5 Качественный анализ вариантов проектных решений	82
12.6 Модель дерева целей повышения энергетической эффективности	83
12.7 Основные показатели энергетической и экономической эффективности проекта.....	85
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	86
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	87
ПРИЛОЖЕНИЕ А - Тепловая схема котельной.....	96
ПРИЛОЖЕНИЕ Б – КИПиА котельной.....	98

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в России действуют более 66 тыс. отопительных котельных, которые являются основными источниками централизованного теплоснабжения. В этом плане Россия безусловно является мировым лидером, однако многие котельные морально и физически устарели, как в технологическом, так и в производственном плане. Необходима модернизация, чтобы эффективнее использовать весь потенциал теплоснабжения.

Принятый 23.11.2009г. ФЗ №261 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» направлен на реализацию мер по экономии топлива, снижению потерь и повышению эффективности использования топливных ресурсов. Этого можно достигнуть лишь применяя современное оборудование в совокупности с его правильной наладкой. На основании этого закона ведется техническое перевооружение отопительных котельных, замена старого оборудования на энергоэффективное, также важнейшей частью эффективности работы котельной является то, какая тепловая схема используется. Для повышения энергоэффективности одноконтурные схемы котельной заменяются на двухконтурные схемы, которые обладают большими преимуществами по сравнению с одноконтурной схемой.

В основе работы рассматриваемой котельной заложена одноконтурная схема, где теплоноситель из котла движется напрямую к потребителям, посредством трех центральных тепловых пунктов. Мощность котельной составляет 16 МВт. В котельной установлены 2 котла Viessmann Vitomax M148A мощностью 5 МВт каждый, и один котел Viessman Vitomax M148B мощностью 6 МВт. Тепловой режим котельной составляет 95-70 °С. Регулирование заданного теплового режима осуществляется с помощью ЦТП, где расположено теплообменное и насосное оборудование.

В работе рассмотрен вопрос перевода котельной по адресу г.Копейск ул.Мира на двухконтурную схему, для повышения энергоэффективности. Необходимо определить максимальную тепловую нагрузку на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение. Далее произвести гидравлический расчет трубопроводов и определить потери давления, скорости теплоносителя и расход. На основании этого расчета будет произведен пьезометрический расчет, целью которого является определение напоров, после которого будут построены пьезометрические графики напоров, что является важнейшей частью для выбора циркуляционных и сетевых насосов. Перевод котельной на двухконтурную схему будет осуществляться путем демонтажа трех ЦТП, и установки в котельной теплообменного оборудования для разделения контуров, так же необходимо подобрать новое оборудование для водоподготовки котловой и сетевой воды. Регулирование заданных тепловых режимов будет осуществляться в котельной, поэтому необходимо подобрать и установить новое насосное оборудование, так же в котельной должна предусматриваться защита оборудования, сигнализация, автоматическое регулирование, контроль входящие в автоматизированную систему управления технологическими процессами котельной в объеме требований. Раздел энергосбережение позволит выбрать мероприятия для экономии топлива, электроэнергии, что положительно отразится на всем по-

тенциале теплоснабжения. О влиянии вредных производственных факторов, а так же таких опасностях как пожары или взрывы, и о способах защиты персонала котельной от этих факторов расскажет раздел безопасности жизнедеятельности. Необходима экологическая оценка котельной, как источника загрязнения окружающей среды, для которой надо выявить количество выбрасываемых вредных веществ и определить обеспечивает ли текущая дымовая труба рассеиванию этих выбросов, что подробно изложено в разделе экология.

Раздел экономика и управление является определяющим при переводе котельной на двухконтурную схему. На основе полученных данных производится экономический расчет, где определяются капитальные затраты на монтаж нового оборудования, текущие затраты на перевод котельной, расчет стоимости единицы теплоты и сравнение его с текущими тарифами, а так же определяются сроки окупаемости проекта, а так же необходимо выбрать грамотное управленческое решение, которое позволит повысить эффективность и потенциал работы котельной.

1 ОБОСНОВАНИЕ И АКТУАЛЬНОСТЬ ПЕРЕВОДА КОТЕЛЬНОЙ НА ДВУХКОНТУРНУЮ СХЕМУ

В работе рассматривается вопрос о переводе котельной на двухконтурную схему путем ликвидации трех центральных тепловых пунктов, установки теплообменного оборудования для разделения контуров, нового насосного оборудования в котельной, а так же системы водоподготовки.

В основе работы котельной заложена одноконтурная схема. Теплоноситель, нагреваемый в водогрейном котле, движется к потребителям посредством центральных тепловых пунктов, которые регулируют заданный тепловой режим 95-70 °С. Однако текущее состояние центральных тепловых пунктов не позволяет стабильно поддерживать заданный тепловой режим в тепловых сетях. Сами постройки, спроектированные в 1960-е годы, находятся в ветхом состоянии. Насосы устарели и часто выходят из строя. Пластинчатые теплообменники, установленные в ЦТП изначально, были спроектиро-

Лист

13.03.01.2018.060.11/13

9

ванные неправильно, с меньшим количеством пластин, которые постоянно приходится прочищать. Тепловые сети в этом районе были построены давно, имеет место быть утечке теплоносителя, частым ремонтам, на некоторых участках возможно появления коррозии, механические частицы которой при попадании в тепловую сеть переносятся в котел, что приводит к уменьшению срока эксплуатации котельных агрегатов. На каждом центральном тепловом пункте работают посменно четыре оператора, которым необходимо платить зарплату, что так же негативно сказывается на бюджете эксплуатирующей компании и тарифах на теплоноситель.

Все эти факторы приводят к большим эксплуатационным, энергетическим, топливным и экономическим затратам, и поэтому целесообразно будет отказаться от ЦТП.

Актуальность работы заключается именно в соответствии новым требованиям по энергосбережению, т.к. в этом плане перевод на двухконтурную схему отопительной котельной будет проводиться в соответствии с требованиями ФЗ №261 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

Закрытая двухконтурная система теплоснабжения – сетевой и котловой контуры разделены теплообменником, это позволяет обезопасить котельное оборудование от негативного воздействия тепловых сетей (температурных перепадов, высокого рабочего давления в системе теплоснабжения, плохого качества теплоносителя, резких колебаний расхода сетевой воды в контуре потребителя и т.д.).

Преимущества данной схемы заключаются в следующем:

- отсутствуют подогреватели на ЦТП или ИТП.
- гидравлическая стабильность во много раз выше.
- исключается недовыработка электроэнергии на тепловом потреблении, за счёт отсутствия необходимости поддержания температурного перепада в теплообменниках.
- обеспечивается резервирование потребителей в случае прекращения циркуляции по любому из контуров, соответственно 25-30% или 75-70%.
- исключается попадание сырой воды в сетевую воду через неплотности в теплообменниках.

Будет установлено новое оборудование, обеспечивающее надежную и бесперебойную эксплуатацию котельной, а именно:

- пластинчатые теплообменные аппараты российской фирмы «Ридан»;
- сетевые, циркуляционные и подпиточные насосы немецкой фирмы «Wilо»;
- оборудование водоподготовки, включающее в себя систему натрий-катионирования TS, а так же установку умягчения воды для предотвращения накипи и коррозии HydroTechPS. Для соблюдения ВХР котельных часто используются насосы-дозаторы, работающие в автоматическом режиме. Такими насосами проводится дозируемый впрыск органофосфонатов для связывания солей жесткости или реагентов для связывания кислорода в воде и поддержания pH среды. Чтобы избежать передозировки реагентов и, следовательно, повышения электропроводности (солеосодержания) воды или выпадения шлама, и сделать эксплуатацию данных систем более надежной, дозирующие установки включаем в работу от сигнала счетчика воды.

13.03.01.2018.060.11 ПЗ

Лист

10

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

В котельной будет установлена новейшая система защита оборудования, сигнализация, автоматическое регулирование, контроль, входящие в автоматизированную систему управления технологическими процессами котельной в объеме требований, что позволит полностью исключить рабочий персонал и сделать работу котельной автономной. Блок автоматики будет включать в себя общий контроллер управления котельной к которому подключены контроллеры для каждого из котлов, отдельный контроллер для насосов и системы подпитки, а так же узел учета отпуска тепловой энергии. Для формирования аварийных сигналов предусматривается передача аварийных сигналов на щит диспетчера, а также установка модема с возможностью передачи сигналов по радиоканалу на удаленный компьютер и мобильных телефон ответственному лицу.

Таким образом, приведенные мероприятия полностью соответствуют всем современным требованиям по надежной эксплуатации и энергосбережению на основании ФЗ №261 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

2 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ВАРИАНТОВ ПО ПЕРЕВОДУ НА ДВУХКОНТУРНУЮ СХЕМУ

В настоящее время большое распространение получила двухконтурная тепловая схема котельной. Преимуществом данной схемы является тот факт, что исходная вода прошедшая очистку, циркулирует по контуру котел - пластинчатый теплообменник, то есть не изменяется ее химический состав. Такая схема защищает котел от негативного воздействия теплоносителя сетевого контура, часто несоответствующего нормативам загрязненного вследствие аварий на тепловых сетях[13].

Рассмотрим варианты использования российских и зарубежных вариантов для создания двухконтурных технологических схем котельных с жаротрубными котлами. Установлено, что функцию гидравлического разделения контуров выполняют пластинчатые теплообменники, поэтому для сравнения вариантов перевода необходимо сравнить отечественные и зарубежные модели пластинчатых теплообменников, и выявить какие из них эффективнее.

Теплообменные аппараты имеют большое значение в современной отопительной котельной, в двухконтурной тепловой схеме они служат для разделения контуров котла и тепловых сетей. От того какой теплообменник используется, зависит работа всей котельной. Он должен соответствовать всем современным требованиям: быть простым в эксплуатации, обеспечивать необходимый теплообмен между теплоносителями, а также быть долговечным и ремонтпригодным.

Приведем для сравнения пластинчатые теплообменники российской фирмы «Ридан» и пластинчатые теплообменники датской фирмы «Danfoss». Основными критериями для сравнения будут:

- Качество и надежность.
- Стоимость.
- Наличие и выполнение гарантийных обязательств изготовителем.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.01.2018.060.11 ПЗ

- Наличие инженерной поддержки (квалификация специалистов, программы расчета теплообменников, дистрибьюторская версия программы).
- Срок изготовления и поставки.
- Ремонтопригодность.
- Обеспечение запасными частями и расходными материалами.
- Расположение производств и склада запасных частей в непосредственной близости к потенциальному заказчику.

Качество теплообменников в основном определяется качеством используемых пластин и прокладок. «Dunfoss» настаивает на использовании для систем теплоснабжения и ГВС коррозионностойкой стали AISI 316 и прокладок EPDM. Все установленные теплообменники «Dunfoss» имеют пластины из стали AISI 316 и прокладки из резины EPDM. Компания «Ридан» в своих теплообменниках использует эту же сталь AISI 316, однако в целях удешевления теплообменников допускают использование стали AISI 304. Рамы аппаратов обоих производителей рассчитаны на рабочее давление 16 бар. Декларированный срок службы теплообменных аппаратов находится в диапазоне 25-30 лет, у продукции фирмы «Ридан» гарантийный срок составляет 12 месяцев, у «Danfoss» 24 месяца [48].

Стоимость теплообменника для определенной задачи зависит не только от стоимости комплектующих, но и от корректного расчета, учитывающего всю специфику задачи. Теплообменники производства фирмы «Danfoss», имеют существенно заниженную площадь поверхности теплообмена, что может привести к необходимости использования следующего типоразмера, а следовательно и к существенному повышению стоимости. Если проанализировать цены предоставленные предприятиями производителями и поставщиками теплообменников, то аппараты предприятия «Danfoss» превышают цены продукции предприятия «Ридан» на 100-300%.

Обе фирмы дают гарантийные обязательства на свою продукцию. Выполнение гарантийных обязательств обеспечивают сервисные службы изготовителей. Необходимым условием применения пластинчатых теплообменников является наличие развитой сервисной службы производителя теплообменников. Наиболее развитую сервисную службу и склад комплектующих имеет Ридан. Максимальный срок изготовления и поставки, декларируемый производителями, составляет не более 14 дней. Минимальный срок изготовления пластинчатых теплообменников 3 дня у «Ридан» и «Danfoss».

Все теплообменники представленных предприятий по конструкции являются разборными, что позволяет производить ремонт и замену компонентов аппарата быстро, качественно и без ущерба для функциональных характеристик теплообменника при наличии сервисной службы (филиала сервисной службы) и склада комплектующих в Москве или Московской области. Выбранные предприятия - производители обеспечивают поставку запасных частей и расходных материалов и постоянное их наличие на складе.

Производства пластинчатых теплообменников указанных предприятий - производителей, располагается либо в московском регионе, либо в соседних областях. Причем все производители имеют склады, для отгрузки готовой продукции и запасных частей в Москве и Московской области.

Анализ разборных пластинчатых теплообменников указанных производителей показал, что теплообменники сравниваемых предприятий-производителей отвечают большинству основных критериев выбранных для проведения сравнительного анализа. Из плюсов аппаратов компании «Danfoss» можно выделить использование более качественных сталей, однако, цены на предприятии производителя «Danfoss» существенно превышают цены на предприятии производителя «Ридан».

Исходя из проведенного анализа, для отопительной котельной рекомендуется выбрать в качестве теплообменных аппаратов продукцию российской компании «Ридан».



					<i>13.03.01.2018.060.11 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		13

3 РАСЧЕТ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК

Расчет часовых расходов тепла на отопление производится по формулам «Справочника проектировщика» под общей редакцией Староверова И.Г. (Москва, Стройиздат 1990г.)

3.1. Исходные данные

Для расчета тепловых нагрузок требуются следующие исходные данные:

Расчетная температура воздуха для проектирования отопления $t_{но} = -34^{\circ}\text{C}$; Расчетная температура воздуха для проектирования вентиляции $t_{нв} = -21^{\circ}\text{C}$; Расчетная температура горячей воды у абонента $t_r = +55^{\circ}\text{C}$; Продолжительность работы системы отопления $n_o = 218 \text{ сут} = 1,8835 \cdot 10^7 \text{ с}$. Объем здания для которого рассчитывается тепловая нагрузка $V_{здания}$

При расчете тепловых нагрузок учитывается температура воздуха внутри помещений, которая может быть $+18^{\circ}\text{C}$ или $+20^{\circ}\text{C}$, по требованиям СНиП «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха» при температуре наружного воздуха для проектирования систем отопления $t_{но} \leq -3^{\circ}\text{C}$, температура воздуха внутри помещений принимается $+20^{\circ}\text{C}$, а если $t_{но} > -30^{\circ}\text{C}$, то $+18^{\circ}\text{C}$. Так как для г. Челябинска $t_{но} = -34^{\circ}\text{C}$, тогда принимаю $t_{в} = +20^{\circ}\text{C}$.

3.2. Расчет часовых расходов тепла

Расчет тепловых нагрузок состоит из определения тепловых нагрузок на отопление горячее водоснабжение $Q_{гвс}$, гкал/ч и вентиляцию Q_v , гкал/ч. Расход тепла на вентиляцию учитывают только в общественных зданиях и в жилых домах с принудительной вентиляцией.

Максимальный часовой расход тепла на отопление по укрупненным показателям Q_o' , гкал/ч (3.1) [3]:

$$Q_o' = \alpha \cdot q_o \cdot (t_g - t_{но}) \cdot V \cdot 10^{-6}, \quad (3.1)$$

где α – поправочный коэффициент, учитывающий климатические условия района строительства здания и применяемый в случаях, когда расчетная температура наружного воздуха отличается от $t_{но} = -30^{\circ}\text{C}$;

q_o – удельная тепловая характеристика здания, ккал/(ч·м³·°C);

V – объём отапливаемой части здания по внешнему обмеру, м³ (высоту отсчитывают от поверхности земли);

t_g – средняя температура воздуха в помещениях отапливаемого здания, °C;

$t_{но}$ – расчетная температура наружного воздуха в холодный период года для отопления, °C.

Для жилых зданий $q_o = 0,37 \text{ ккал}/(\text{ч} \cdot \text{м}^3 \cdot ^{\circ}\text{C})$; $\alpha = 0,95$ [3, табл. 1,7, табл. 1.8].

Жилой 30-кв. дом, ул. Лизы Чайкиной, 28.

$$Q_o' = 0,95 \cdot 0,37 \cdot (20 + 34) \cdot 7041 \cdot 10^{-6} = 0,1314 \text{ Гкал}/\text{ч} = 0,1528 \text{ МВт}.$$

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Максимальная часовая нагрузка на вентиляцию Q_v , МВт (3.2) [3]:				14
					13.03.01.2018.060.11.ПЗ				

$$Q'_e = q_{уд} \cdot V \cdot (t_e - t_{но}), \quad (3.2)$$

где $q_{уд}$ – удельная вентиляционная характеристика здания, ккал/(ч·м³·°C);
 V – строительный объем здания, м³;
 t_e – средняя температура воздуха в помещениях отапливаемого здания, °C;
 $t_{но}$ – расчетная температура наружного воздуха в холодный период года, °C.

Расчет тепловых нагрузок на вентиляцию производится только для общественных зданий и сооружений. В доме не установлена принудительная вентиляция, следовательно $Q'_e = 0$

Нагрузка на горячее водоснабжение в течение недели и суток неравномерна.

Для расчета средне недельного расхода теплоты на ГВС $Q_{гвс}^{ср.н}$, гкал/ч применяется формула (3.3) [5]:

$$Q_{гвс}^{ср.н} = 1,2 \cdot a \cdot m \cdot c \cdot (t_2 - t_x) / n_c, \quad (3.3)$$

где 1,2 – показатель, учитывающий остывание горячей воды у абонентов;
 a – норма расхода горячей воды на человека, л/чел;
 m – количество жителей, чел;
 c – теплоемкость, ккал/(кг·°C);
 n_c – расчетная длительность подачи на ГВС, ч/сут.
 t_2 – температура горячей воды, °C;
 t_x – температура холодной воды, °C;

Для жилых домов $a = 130$ л/ч [СНиП 2.04.01 – 85, прил.3]. Температура горячей воды в любое время года для данного района $t_2 = 55^\circ\text{C}$, а температура холодной воды в отопительный период $t_x = 5^\circ\text{C}$.

$$Q_{гвс}^{ср.н} = 1,2 \cdot 130 \cdot 120 \cdot 1 \cdot (55 - 5) / 24 = 0,021 \text{ гкал/ч} = 0,0244 \text{ МВт.}$$

Максимальный часовой расход тепла на горячее водоснабжение $Q'_{гвс}$, гкал/ч (3.4):

$$Q'_{гвс} = k_c \cdot k_n \cdot Q_{гвс}^{ср.н}, \quad (3.4)$$

где k_c – коэффициент суточной неравномерности, для населенных пунктов $k_c = 1,7 \dots 2$;
 k_n – коэффициент недельной неравномерности, для населенных пунктов $k_n = 1,2$.

$$Q'_{гвс} = 1,8 \cdot 1,2 \cdot 0,021 = 0,0445 \text{ гкал/ч} = 0,053 \text{ МВт.}$$

Общая тепловая нагрузка на дом Q_Σ , гкал/ч (3.5) [5]:

$$Q_\Sigma = Q'_e + Q'_{гвс} + Q'_o, \quad (3.5)$$

						Лист
					13.03.01.2018.060.11 ПЗ	15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$Q_{\Sigma} = 0,1314 + 0,0455 + 0 = 0,1769 \text{ Гкал/ч} = 0,2057 \text{ МВт.}$$

Остальных потребителей рассчитываем аналогично. Рассчитанные данные сведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 Максимально часовые расходы тепла по видам теплопотребления.

Наименование потребителя	Максимальный расход тепла, Гкал/ч				Темп. возд. °С	Время работы систем, Z, час
	Отопление Q_o'	Вентиляция Q_v'	ГВС $Q_{гвс}'$	Сумма Q_{Σ}'		
1	2	3	4	5	6	7
Средняя школа №4, ул.Мира,43	0,2817	0,0623	0,0323	0,3763	+20	24
Жилой 18кв. дом, ул.Голубцова,39	0,0827	-	0,009	0,0917	+20	24
Жилой 30кв. дом, ул.Голубцова, 37	0,1327	-	0,015	0,1477	+20	24
Жилой 8кв.дом, Ул.Голубцова, 35	0,0392		0,011	0,0502	+20	24
Адм.здание, Ул.Мира, 39	0,0106	0,0023	0,0004	0,0133	+20	24
Жилой 70кв.дом, Ул.Голубцова,46	0,2474	0,0775	0,0775	0,4024	+20	24
Жилой 8кв.дом, Ул.Лизы Чайкиной,27	0,0492	-	0,01	0,0592	+20	24
Жилой 4кв.дом, Ул.Голубцова,14	0,0265	-	0,005	0,0315	+20	24
Жилой 4кв.дом, ул. Голубцова,18	0,02	-	0,0045	0,0245	+20	24
Жилой 4кв.дом, Ул.Голубцова,20	0,0218	-	0,0045	0,0263	+20	24

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6	7	
Жилой 2кв.дом, ул. Лизы Чайкиной,13	0,0121	-	0,001	0,0131	+20	24	
Жилой 4кв.дом, Ул.Мира,11	0,0265	-	0,0065	0,033	+20	24	
Жилой 2.кв дом, Ул.Мира,13	0,0087	-	0,00204	0,01074	+20	24	
Жилой 4кв. дом, Ул.Мира,15	0,0272	-	0,0078	0,035	+20	24	
Жилой 16кв.дом, Ул.Бажова,2	0,0726	-	0,019	0,0916	+20	24	
Жилой 16кв.дом, Ул.Бажова,4	0,0732	-	0,0165	0,0897	+20	24	
Жилой 16кв.дом, Ул.Бажова,6	0,1484		0,027	0,1754	+20	24	Лист
Жилой 16кв.дом, Изм. Лист № докум. Подпись Дата	0,0755		0,0115	0,087	+20	24	16

13.03.01.2018.060.11 ПЗ

Ул.Бажова,8						
Жилой 8кв.дом, Ул.Бажова,13	0,0570	-	0,0105	0,0675	+20	24
Жилой 12кв.дом, Ул.Бажова,1	0,0861	-	0,0215	0,1076	+20	24
Жилой 8кв.дом, Ул.Бажова,3	0,0939	-	0,0125	0,1064	+20	24
Жилой 18кв.дом, Ул.Бажова,5	0,1285	-	0,026	0,1545	+20	24
Жилой 18кв.дом, Ул.Бажова,9	0,1232	-	0,026	0,1492	+20	24
Жилой 8кв.дом, Ул.Бажова,14	0,0563	-	0,013	0,0693	+20	24
Жилой 14кв.дом, Ул.Бажова,17	0,0861	-	0,0125	0,0986	+20	24
Жилой 8кв.дом, Ул.Голубцова,27	0,0523	-	0,012	0,0643	+20	24
Жилой 8кв.дом, Ул.Голубцова,29	0,0530	-	0,0065	0,0595	+20	24
Жилой 12кв.дом, Ул.Голубцова,38	0,0818	-	0,0185	0,1003	+20	24
Жилой 8кв.дом, Ул.Голубцова,40	0,0522	-	0,012	0,0642	+20	24
Жилой 12кв.дом, Ул.Голубцова,42	0,0796	-	0,021	0,1006	+20	24
Жилой 8кв.дом, Ул.Голубцова,33	0,0392	-	0,0085	0,0477	+20	24
Жилой 8кв.дом, Ул.Голубцова,35	0,0392	-	0,011	0,0502	+20	24
Жилой 30кв.дом, Ул.Голубцова,37	0,1327	-	0,015	0,1477	+20	24

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6	7	
Жилой 18кв.дом, Ул.Голубцова,39	0,0827	-	0,009	0,0917	+20	24	
Жилой 12кв.дом, Ул.Дарвина,9	0,0622	-	0,013	0,0752	+20	24	
Жилой 18кв.дом, Ул.Дарвина,7	0,0920	-	0,018	0,11	+20	24	
Жилой 8кв.дом, Ул.Дарвина,18	0,0580	-	0,0075	0,0655	+20	24	
Жилой 29кв.дом, Ул.Кулибина,1	0,0748	-	0,0185	0,0933	+20	24	
Жилой 29кв.дом, Ул.Кулибина,3	0,0751	-	0,021	0,0961	+20	24	
Жилой 8кв.дом, Ул.Кулибина,8	0,0365	-	0,01	0,0465	+20	24	
Жилой 8кв.дом, Ул.Кулибина,10	0,0363	-	0,013	0,0493	+20	24	
Жилой 30кв.дом, Ул.Лизы Чайки- ной,28	0,1314	-	0,0445	0,1759	+20	24	
Жилой 12кв.дом, Ул.Лизы Чайки- ной,29	0,0673			0,0095	0,0768	+20	24
13.03.01.2018.060.11 ПЗ							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			

Жилой 12кв.дом, Ул.Лизы Чайки- ной,32	0,0863	-	0,0175	0,1038	+20	24
Жилой 8кв.дом, Луначарского,34	0,0522	-	0,0125	0,0647	+20	24
Жилой 8кв.дом, Луначарского,36	0,0521	-	0,01	0,0621	+20	24
Жилой 18кв.дом, Луначарского,38	0,1218	-	0,029	0,1508	+20	24
Жилой 30кв.дом, Луначарского,25	0,1232	-	0,0375	0,1607	+20	24
Жилой 30кв.дом, Луначарского,26	0,1337	-	0,0415	0,1752	+20	24
Жилой 18кв.дом, Луначарского,27	0,1271	-	0,031	0,1581	+20	24
Жилой 10кв.дом, Луначарского,28	0,0871	-	0,016	0,1031	+20	24
Жилой 18кв.дом, Луначарского,37	0,1303	-	0,0315	0,1618	+20	24
Жилой 8кв.дом, Луначарского,40	0,0371	-	0,007	0,0441	+20	24
Жилой 12кв.дом, Ул.Мира,27	0,0658	-	0,0125	0,0783	+20	24
Жилой 22кв.дом, Ул.Мира,33	0,0731	-	0,0175	0,0906	+20	24

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6	7
Жилой 12кв.дом, Ул.Мира,35	0,0797	-	0,0175	0,0972	+20	24
Жилой 18кв.дом, Ул.Бажова,11	0,0998	-	0,031	0,1308	+20	24
Жилой 29кв.дом, Ул.Бажова,15	0,1519	-	0,03	0,1819	+20	24
Жилой 29кв.дом, Ул.Бажова,12	0,1896	-	0,0355	0,2251	+20	24
Жилой 29кв.дом, Ул.Бажова,16	0,1876	-	0,04	0,2276	+20	24
Жилой 16кв.дом, Ул.Лизы Чайки- ной,30	0,1218	-	0,019	0,1408	+20	24
Жилой 18кв.дом, Ул.Лизы Чайки- ной,38	0,0844	-	0,015	0,0994	+20	24
Жилой 27кв.дом, Луначарского,22	0,1186	-	0,0345	0,1531	+20	24
Жилой 27кв.дом, Луначарского,42	0,1193	-	0,023	0,1423	+20	24
Жилой 64кв.дом, Луначарского,39	0,2023	-	0,058	0,2603	+20	24
Жилой 64кв.дом, Луначарского,41	0,1991	-	0,0645	0,2636	+20	24
Жилой 44кв.дом, Ул.Луначарског	0,1904	-	0,0555	0,2459	+20	24

0,41а						
Жилой 95кв.дом,	0,4018			0,1173	0,3003	0,3058
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	06.12.13	24

Ул.Голубцова,15						
Жилой 144кв.дом, Ул.Голубцова,22	0,4927	-	0,161	0,6537	+20	24
Жилой 70кв.дом, Ул.Голубцова,46	0,2474	-	0,0775	0,3249	+20	24
Жилой 32кв.дом, Ул.Лизы Чайки- ной,40	0,4416	-	0,04	0,4816	+20	24
Жилой 55кв.дом, Луначарского,39	0,3338	-	0,0735	0,4073	+20	24
Жилой 55кв.дом, Луначарского,39а	0,2290	-	0,0635	0,2925	+20	24
Жилой 136кв.дом, Ул.Мира,29	0,4852	-	0,142	0,6272	+20	24
Жилой 129кв. Ул. Лизы Чай- киной,42	0,4416	-	0,1345	0,5761	+20	24

Окончание таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6	7
Детский сад №31, Ул.Голубцова,11	0,1031	0,0325	0,051	0,1866	+20	24
Детский сад №65, Луначарского,29	0,0460	0,0139	0,0252	0,0851	+20	24
Детский сад №5, Ул. Лизы Чайки- ной,25	0,0530	0,0160	0,0225	0,0915	+20	24
Жилой 1кв Ул.Архитектурная, 1	0,02	-	-	0,02	+20	24
Жилой 1кв дом, Ул.Архитектурн ая,5	0,02	-	-	0,02	+20	24
Жилой 1кв дом, Ул.Архитектурн ая,7	0,02	-	-	0,02	+20	24
Жилой 1кв Ул.Архитектурн ая,9	0,02	-	-	0,02	+20	24
Жилой 1кв дом, Ул.Архитектурн ая,11	0,02	-	-	0,02	+20	24
Жилой 1кв дом, Ул.Архитектурн ая,13	0,02	-	-	0,02	+20	24
Жилой 1кв дом, Ул.Архитектурн ая,15	0,02	-	-	0,02	+20	24
Жилой 1кв дом, Ул.Архитектурн ая,2	0,02	-	-	0,02	+20	24

ИТОГО (МВт) 11 0,324 2,6 13,92

13.03.01.2018.060.11 ПЗ

Лист

19

Изм. Лист № докум. Подпись Дата

Полученную нагрузку на отопление и вентиляцию для района необходимо пересчитать на другие температуры наружного воздуха отопительного периода. Для этого вводится коэффициент пересчета k (3.6)[3]:

$$k = \frac{t_{в} - t_{н}}{t_{в} - t_{но}}, \quad (3.6)$$

где $t_{н}$ – температура наружного воздуха, для которой производят пересчет, °С.

По СНиПу «Строительная климатология» за начальную температуру отопительного периода принимается 8°С, следовательно пересчет производится для температур от 8°С до -34°С.

Пересчет суммарной нагрузки на отопление на $t_{н} = 8^{\circ}\text{C}$ (3.7):

$$Q_o^{+8} = k \cdot Q'_{общ.о}, \quad (3.7)$$

$$Q_o^{+8} = \frac{20 - 8}{20 + 34} \cdot 11 = 2,44 \text{ МВт.}$$

Пересчет суммарной нагрузки на вентиляцию на $t_{н} = 8^{\circ}\text{C}$ (3.8):

$$Q_v^{+8} = k \cdot Q'_{общ.в}, \quad (3.8)$$

$$Q_v^{+8} = \frac{20 - 8}{20 + 34} \cdot 0,324 = 0,072 \text{ МВт.}$$

Так как нагрузка на ГВС считается постоянной в течение всего отопительного периода, её пересчет не выполняется. Для остальных температур расчет производится аналогично. Полученные данные сведены в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 – Пересчет нагрузки на другие температуры отопительного периода.

Температура наружного воздуха $t_{н}, ^{\circ}\text{C}$	Коэффициент пересчета k	Нагрузка на отопление $Q_o^{t_{н}}, \text{ МВт}$	Нагрузка на ГВС $Q_{гвс}^{t_{н}}, \text{ МВт}$	Нагрузка на вентиляцию $Q_v^{t_{н}}, \text{ МВт}$	Суммарная нагрузка $Q_{общ}^{t_{н}}, \text{ МВт}$	
1	2	3	4	5	6	
+8	0,222	2,44	2,6	0,072	5,116	
+7	0,241	2,65	2,6	0,078	5,326	
+6	0,259	2,85	2,6	0,084	5,536	
+5	0,278	3,06	2,6	0,09	5,746	
+4	0,296	3,26	2,6	0,096	5,955	
+3	0,315	3,46	2,6	0,102	6,165	
+2	0,333	3,67	2,6	0,108	6,375	
+1	0,352	3,87	2,6	0,114	6,584	
0	0,37	4,07	2,6	0,12	6,794	
-1	0,389	4,28	2,6	0,126	7,004	
-2	0,407	4,48	2,6	0,132	7,213	
-3	0,426	4,69	2,6	0,138	7,423	
-4	0,444	4,89	2,6	0,144	7,633	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		
	5	0,463		5,09	7,843	

-6	0,481	5,30	2,6	0,156	8,052
-7	0,5	5,50	2,6	0,162	8,262
-8	0,519	5,70	2,6	0,168	8,472
-9	0,537	5,91	2,6	0,174	8,681
-10	0,556	6,11	2,6	0,18	8,891
-11	0,574	6,31	2,6	0,186	9,101
-12	0,593	6,52	2,6	0,192	9,311

Продолжение таблицы 3.2

1	2	3	4	5	6
-13	0,611	6,72	2,6	0,198	9,520
-14	0,63	6,93	2,6	0,204	9,730
-15	0,648	7,13	2,6	0,21	9,940
-16	0,667	7,33	2,6	0,216	10,149
-17	0,685	7,54	2,6	0,222	10,359
-18	0,704	7,74	2,6	0,228	10,569
-19	0,722	7,94	2,6	0,234	10,778
-20	0,741	8,15	2,6	0,24	10,988
-21	0,759	8,35	2,6	0,246	11,198
-22	0,778	8,56	2,6	0,252	11,408
-23	0,796	8,76	2,6	0,258	11,617
-24	0,815	8,96	2,6	0,264	11,827
-25	0,833	9,17	2,6	0,27	12,037
-26	0,852	9,37	2,6	0,276	12,246
-27	0,87	9,57	2,6	0,282	12,456
-28	0,889	9,78	2,6	0,288	12,666
-29	0,907	9,98	2,6	0,294	12,875
-30	0,926	10,19	2,6	0,3	13,085
-31	0,944	10,39	2,6	0,306	13,295
-32	0,963	10,59	2,6	0,312	13,505
-33	0,981	10,80	2,6	0,318	13,714
-34	1	11,00	2,6	0,324	13,924

По полученным данным строится график зависимости тепловых нагрузок от температуры наружного воздуха, рисунок 3.1.

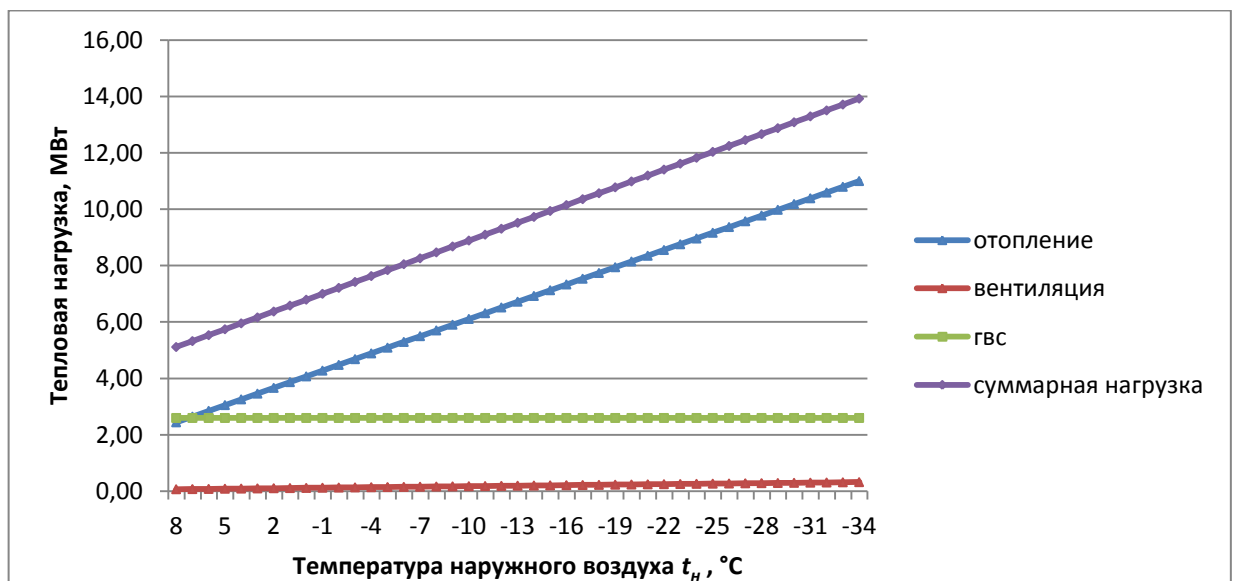


Рисунок 3.1 — График зависимости тепловых нагрузок от температуры

Лист

3.3 Регулирование тепловых нагрузок

Исходные данные: $\tau'_{1o} = 105^\circ\text{C}$ – температура теплоносителя в подающем трубопроводе при расчетной температуре наружного воздуха в холодный период года для проектирования отопления; $\tau'_{2o} = 70^\circ\text{C}$ – температура теплоносителя в обратном трубопроводе при расчетной температуре наружного воздуха в холодный период года для проектирования отопления; $\tau'_{3o} = 90^\circ\text{C}$ – максимальная температура в отопительном приборе.

В течение отопительного периода необходимо производить регулирование отпуска теплоты. Существует несколько способ регулирования: качественный, меняются температуры теплоносителя; количественный, меняется расход теплоносителя; качественно-количественный и регулирование при помощи пропусков. Чаще всего используют метод качественного регулирования. В данном методе производится расчет температур теплоносителя в подающем $\tau_{1o}, ^\circ\text{C}$ и обратном $\tau_{2o}, ^\circ\text{C}$ трубопроводах для различных температуры наружного воздуха [11]:

$$\tau_{1o} = t_g + \Delta t'_o \cdot \overline{Q_o}^{0,8} + (\delta\tau'_o - 0,5 \cdot \theta'_o) \cdot \overline{Q_o}; \quad (3.9)$$

$$\tau_{2o} = t_g + \Delta t'_o \cdot \overline{Q_o}^{0,8} - 0,5 \cdot \theta'_o \cdot \overline{Q_o}, \quad (3.10)$$

$$\overline{Q_o} = \frac{Q_o}{Q'_o} = \frac{t_g - t_n}{t_g - t_{no}}, \quad (3.11)$$

где Q_o – величина нагрузки для рассматриваемой температуры наружного воздуха, МВт,

Q'_o – расчетная величина нагрузки, МВт;

Разность температур в системе отопления, $^\circ\text{C}$;

$$\delta\tau'_o = \tau'_{1o} - \tau'_{2o} \quad (3.12)$$

Температурный напор нагревательного прибора, $^\circ\text{C}$.

$$\theta'_o = \tau'_{3o} - \tau'_{2o} - \Delta t'_o = \frac{\tau'_{3o} + \tau'_{2o}}{2} - t_g \quad (3.13)$$

Рассчитаем температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводе для температуры наружного воздуха $+8^\circ\text{C}$:

$$\tau_{1o} = 20 + \left(\frac{95 + 70}{2} - 20 \right) \cdot \left(\frac{20 - 8}{20 + 22} \right)^{0,8} + (105 - 70 - 0,5 \cdot 25) \cdot \frac{20 - 8}{20 + 22} = 44,2^\circ\text{C};$$

$$\tau_{2o} = 20 + \left(\frac{95 + 70}{2} - 20 \right) \cdot \left(\frac{20 - 8}{20 + 22} \right)^{0,8} - 0,5 \cdot (95 - 70) \cdot \left(\frac{20 - 8}{20 + 22} \right) = 36,4^\circ\text{C}.$$

Таблица 3.3 – Температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводе для разных температур наружного воздуха в отопительный период.

Температура наружного воздуха t_n , °С	Температура теплоносителя до отопительных установок (в подающем трубопроводе) τ_{1o} , °С	Температура теплоносителя после отопительных установок (в обратном трубопроводе) τ_{2o} , °С
1	2	3
+8	44,2	36,4
+7	45,8	37,4
+6	47,5	38,4
+5	49,1	39,4
+4	50,7	40,3
+3	52,3	41,3
+2	53,9	42,2
+1	55,4	43,1
0	57,0	44,0
-1	58,5	44,9
-2	60,0	45,8
-3	61,6	46,6
-4	63,1	47,5
-5	64,6	48,4
-6	66,0	49,2
-7	67,5	50,0
-8	69,0	50,8
-9	70,4	51,7
-10	71,9	52,5
-11	73,3	53,3
-12	74,8	54,0
-13	76,2	54,8
-14	77,6	55,6
-15	79,1	56,4
-16	80,5	57,1
-17	81,9	57,9
-18	83,3	58,6
-19	84,7	59,4
-20	86,1	60,1
-21	87,4	60,9
-22	88,8	61,6
-23	90,2	62,3
-24	91,6	63,0
-25	92,9	63,8

Продолжение таблицы 3.3

1	2	3
-26	94,3	64,5
-27	95,6	65,2
-28	97,0	65,9
-29	98,3	66,6
-30	99,7	67,3
-31	101,0	68,0
-32	102,3	68,6
-33	103,7	69,2
-34	105,0	70,0

13.03.01.2018.060.1 РПЗ

По полученным данным строится график зависимости температур теплоносителя от температуры наружного воздуха (рисунок 3.2).

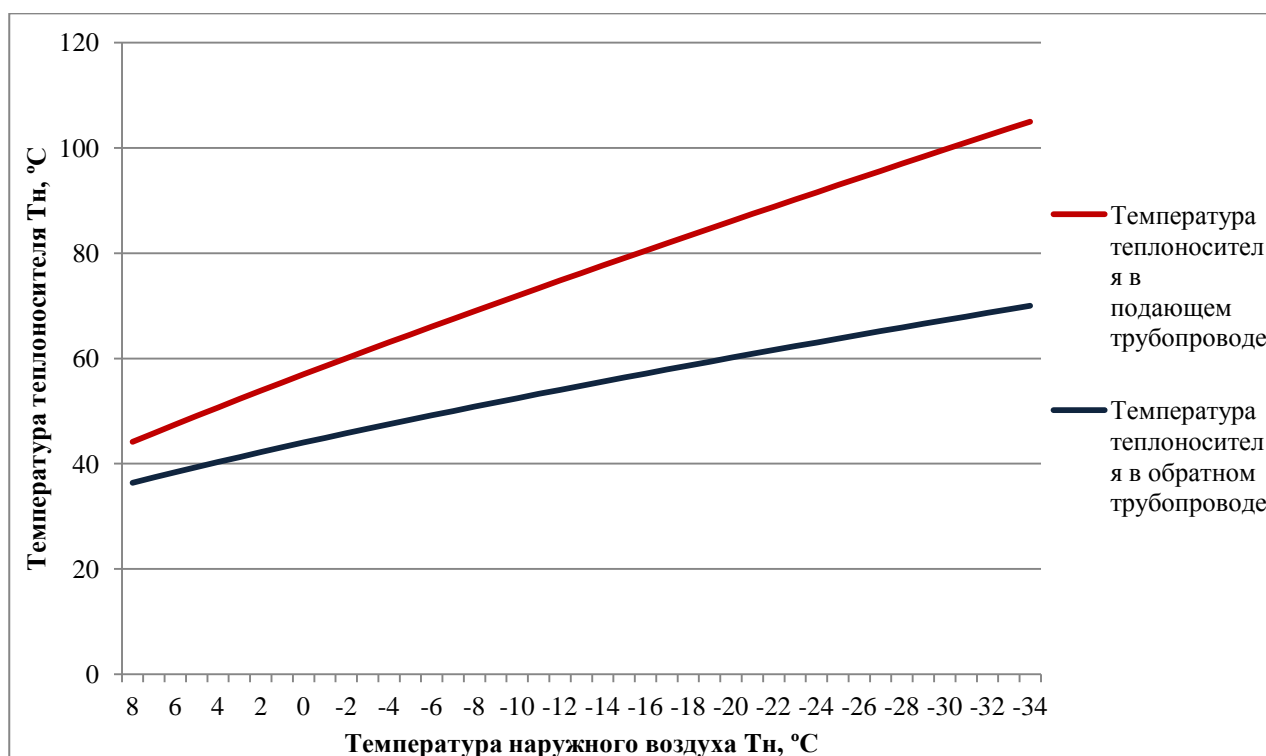


Рисунок 3.2 – График зависимости температур теплоносителя от температуры наружного воздуха

4 ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

Задача гидравлического расчета трубопроводов тепловых сетей заключается в определении диаметров трубопроводов, потерь давления или пропускной способности трубопроводов.

Для проведения гидравлического расчета должны быть заданы схема и профиль тепловой сети, указаны размещение источников теплоты и потребителей и расчетные нагрузки. Расчет производится по участкам.

Гидравлический расчет произведен по учебному пособию под редакцией В.Я. Соколова «Теплофикация и тепловые сети»[38].

Произведем расчет для участка от котельной до ТК 1, $Q_0 = 11,96$ гкал/час

Рассчитаем расход теплоносителя в тепловой сети на участке G , т/ч (4.1):

					<i>13.03.01.2018.060.11 ПЗ</i>	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$G = \frac{Q_0 \cdot 1000}{c \cdot \Delta \tau}, \quad (4.1)$$

$$G = \frac{11,96 \cdot 1000}{25} = 325,8 \text{ кг/с.}$$

Диаметр трубопровода $d=400$ мм; длина по плану $L=140$ м.

По таблице 9.11 найдем $d_n \times S$:

$$d_n = 426 \times 10$$

Определим коэффициент α , учитывающий долю падения давления в местных сопротивлениях по отношению к падению давления на трение, принимается по табл.9.5[4], для определения суммарных эквивалентных длин местных сопротивлений, а для участка принимаем равным 0,3.

Определим эквивалентную длину местных сопротивлений (4.2):

$$l_3 = l \cdot \alpha, \quad (4.2)$$

$$l_3 = 140 \cdot 0,5 = 70 \text{ м.}$$

Определим приведенную длину местных сопротивлений

$$l_{np} = l + l_3, \quad (4.3)$$

$$l_{np} = 140 + 70 = 210 \text{ м.}$$

Скорость в трубопроводе и удельные потери давления на трение определим по таблице 9.11 [4]:

Скорость теплоносителя $\omega = 0,73$ м/с, удельные линейные потери давления $\Delta h = 1,32$ Па/м.

Приведенные линейные потери по длине ΔH , м.вод.ст вычисляются по следующей формуле (4.4) [1]:

$$\Delta H = \Delta h \cdot L_{np}, \quad (4.4)$$

$$\Delta H = 1,32 \cdot 210 \cdot 0,000102 = 0,24 \text{ м.вод.ст.}$$

Остальные участки рассчитываются аналогично, результаты гидравлического расчета сведем в таблицу 4.1

Таблица 4.1. Гидравлический расчет тепловых сетей

										Лист
										25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.060.11 ПЗ					

№ участка	Расход теплоносителя G , т/ч	Расход теплоносителя G , т/ч	Условный диаметр трубопровода, D_y , мм	Тепловая нагрузка Q , Гкал/ч	Длина участка L , м	Коэффициент a	Эквивалентная длина $L_э$, м	Приведенная длина $L_{пр}$, м	Скорость теплоносителя, м/с	Удельные линейные потери давления, Δh Па/м	Приведенные линейные потери, H , м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Котельная - ТК 1	325,8	400	426x10	11,96	140	0,5	70	210	0,73	1,32	0,277
ТК 1 - ТК 2	12,84	150	159x4,5	0,321	110	0,5	33	143	0,21	0,42	0,060
ТК 2- ул. Мира 43	6,88	150	159x4,5	0,172	42	0,3	12,6	54,6	0,2	0,36	0,020
ТК 2 - ТК 3	12,84	100	108x4	0,321	22	0,5	6,6	28,6	0,255	0,98	0,028
ТК 3 - ТК 4	12,84	150	159x4,5	0,321	56	0,5	16,8	72,8	0,21	0,42	0,031
ТК-4 - школа №31	6,88	150	57x3,5	0,172	55	0,3	16,5	71,5	0,2	0,36	0,026
ТК-4 - ТК 4а	5,96	100	108x4	0,149	105	0,5	31,5	136,5	0,21	0,72	0,098
ТК 4а - ТК 4б	3,31	80	89x3,5	0,083	30	0,5	9	39	0,19	0,71	0,028
ТК 4б – ул. Голубцова 39	3,31	50	57x3,5	0,083	8	0,3	2,4	10,4	0,49	8,78	0,091
ТК 4а - ТК 4-1	6,88	125	133x4	0,172	40	0,5	12	52	0,165	0,315	0,016

Продолжение таблицы 4.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
ТК 4-1 – ул. Голубцова 37 1 ввод	2,65	70	76x3,5	0,066	22	0,3	6,6	28,6	0,2	1,03	0,029	
ТК 4-1 - ТК 4-2	4,22	100	108x4	0,106	44	0,5	13,2	57,2	0,16	0,38	0,022	
ТК 4-2 – ул. Голубцова 37 2 ввод	2,65	50	57x3,5	0,066	13	0,3	3,9	16,9	0,39	5,65	0,095	
ТК 4-2 – ул. Голубцова 35	1,57	50	57x3,5	0,039	40	0,3	12	52	0,235	2,08	0,108	
13.03.01.2018.060.11 ПЗ											Лист	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								26

ТК 3 - ТК 6	9,90	125	133x4	0,247	13	0,5	3,9	16,9	0,24	0,64	0,011
ТК 6 - ТК 7	9,90	125	133x4	0,247	47	0,5	14,1	61,1	0,24	0,64	0,039
ТК 7 – ул. Голубцова 46	9,90	100	108x4	0,247	12	0,3	3,6	15,6	0,37	2,02	0,032
ТК 1 - ТК 33	312,9 0	450	478x6	7,823	276	0,5	82,8	358,8	0,5	0,55	0,197
ТК 33 - ТК 13-4	148,0 5	400	426x7	3,701	302	0,5	90,6	392,6	0,32	0,26	0,102
ТК 13-4 - ТК 13-5	119,0 3	400	426x7	2,976	8	0,5	2,4	10,4	0,26	0,17	0,002
ТК 13-5 -13-6	111,4 2	400	426x7	2,785	40	0,5	12	52	0,24	0,14	0,007
ТК 13-6 - ТК 13-7	51,46	200	219x7	1,287	27	0,5	8,1	35,1	0,455	1,23	0,043
ТК 13-7 - ТК 13-8	51,46	200	219x7	1,287	52	0,5	15,6	67,6	0,455	1,23	0,083
ТК 13-8 - ТК 13-9	3,03	50	76x3,5	0,076	10	0,5	3	13	0,23	1,35	0,018
ТК 13-9 – ул. Кулибина 8	1,46	50	57x3,5	0,037	14	0,3	4,2	18,2	0,212	1,82	0,033
ТК 13-9 – ул. Голубцова 33	1,57	50	57x3,5	0,039	65	0,3	19,5	84,5	0,235	2,08	0,176
ТК 13-8 - ТК 13-10	48,43	200	219x7	1,211	40	0,5	12	52	0,425	1,06	0,055

Продолжение таблицы 4.1

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ТК 13-10 – ул. Кулибина 10	1,45	50	57x3,5	0,036	20	0,3	6	26	0,21	1,78	0,046	
ТК 13-10 - ТК 13-11	46,98	200	219x7	1,175	25	0,5	7,5	32,5	0,41	1	0,033	
ТК 13-11 – ул.Луначарск ого 42	4,77	100	108x4	0,119	40	0,3	12	52	0,17	0,49	0,025	
ТК 13-11 ТК 13-12	42,21	200	219x7	1,055	25	0,5	7,5	32,5	0,373	0,81	0,026	
ТК 13-12 – ул.Луначарск ого 40	1,48	50	57x3,5	0,037	14	0,3	4,2	18,2	0,22	1,85	0,034	
ТК 13-12 - ТК 13-13	40,72	200	219x7	1,018	60	0,5	18	78	0,358	0,75	0,059	
ТК 13-13 ул. Луначарско- го 39а	9,16	80	89x3,5	0,229	60	0,3	18	78	0,495	4,9	0,382	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								Лист
					13.03.01.2018.060.11 ПЗ							27

ТК 13-13 - ТК 13-14	31,56	200	219x7	0,789	23	0,5	6,9	29,9	0,34	0,69	0,021
ТК 13-14 - ТК 13-14а	2,63	150	159x4,5	0,066	80	0,5	24	104	0,2	0,36	0,037
ТК 13-14а - ул. Лизы Чайкиной 42	2,63	100	108x4	0,066	50	0,3	15	65	0,13	0,27	0,018
ТК 13-14 – ул.Луначарск ого 39	13,35	100	108x4	0,334	20	0,3	6	26	0,49	3,55	0,092
ТК 13-14 – ул.Луначарск ого 41	7,96	100	108x4	0,199	100	0,3	30	130	0,3	1,3	0,169
ТК 13-14 - ул.Луначарск ого 41а	7,62	100	108x4	0,190	130	0,3	39	169	0,285	1,2	0,203
ТК 13-6 - ТК 13-15	59,96	250	273x8	1,499	50	0,5	15	65	0,33	0,49	0,032
ТК 13-15 - ТК 13-16	8,09	100	108x4	0,202	42	0,5	12,6	54,6	0,3	1,3	0,071

Продолжение таблицы 4.1

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ТК 13-16 –ул Луначарско- го 38	8,09	100	108x4	0,202	15	0,3	4,5	19,5	0,3	1,3	0,025	
ТК 13-15 - ТК 13-17	9,98	100	108x4	0,249	14	0,5	4,2	18,2	0,37	2,2	0,040	
ТК 13-17 – ул.Луначарск ого 36	2,08	50	57x3,5	0,052	8	0,3	2,4	10,4	0,3	3,25	0,034	
ТК 13-17 - ТК 13-18	7,89	100	108x4	0,197	50	0,5	15	65	0,28	1,25	0,081	
ТК 13-18 – ул.Луначарск ого 34	4,87	80	89x3,5	0,122	10	0,3	3	13	0,26	1,32	0,017	
ТК 13-18 - ТК 13-19	3,02	100	108x4	0,076	44	0,5	13,2	57,2	0,13	0,27	0,015	
ТК 13-19 - ТК 13-20	3,02	70	76x3,5	0,076	44	0,5	13,2	57,2	0,23	1,35	0,077	
ТК 13-20 – ул. Бажова 8	3,02	70	76x3,5	0,076	10	0,3	3	13	0,23	1,35	0,018	
ТК 13-15 - ТК 13-21	41,89	250	273x8	1,047	83	0,5	24,9	107,9	23	0,26	0,028	
ТК 13-21 - ТК 13-22	15,04	150	159x4,5	0,376	25	0,5	7,5	32,5	0,25	0,55	0,018	

13.03.01.2018.060.11 ПЗ

Лист

28

Изм. Лист № докум. Подпись Дата

ТК 13-22 - ТК 13-23	15,04	100	108x4	0,376	50	0,5	15	65	0,55	4,54	0,295
ТК 13-23 – ул. Бажова 12	5,28	70	76x3	0,132	20	0,3	6	26	0,41	3,06	0,080
ТК 13-23 - ТК 13-24	9,76	100	108x4	0,244	32	0,5	9,6	41,6	0,36	1,92	0,080
ТК 13-24 – ул. Бажова 14	2,25	50	57x3,5	0,056	10	0,3	3	13	0,335	3,96	0,051
ТК 13-24 - ТК 13-25	7,50	100	108x4	0,188	38	0,5	11,4	49,4	0,28	1,15	0,057
ТК 13-25 – ул. Бажова 16	7,50	70	76x3,5	0,188	17	0,3	5,1	22,1	0,58	8,15	0,180
ТК 13-21 - ТК 13-26	26,85	150	159x4,5	0,671	15	0,5	4,5	19,5	0,437	1,67	0,033
ТК 13-26 - ТК 13-27	26,85	150	159x4,5	0,671	15	0,5	4,5	19,5	0,437	1,67	0,033

Продолжение таблицы 4.1

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ТК 13-27 – ул. Луначарск ого 37	5,21	70	76x3,5	0,130	12	0,3	3,6	15,6	0,4	3,92	0,061	
ТК 13-27 - ТК 13-28	21,64	100	108x4	0,541	37	0,5	11,1	48,1	0,79	8,4	0,404	
ТК 13-28 – ул. Л. Чайкино й, 40 1 ввод	8,83	50	57x3,5	0,221	12	0,3	3,6	15,6	1,3	62	0,967	
ТК 13-28 - ТК 13-29	12,81	100	108x4	0,320	35	0,5	10,5	45,5	0,47	3,3	0,150	
ТК 13-29 – ул. Л. Чайкино й 40 2 ввод	8,83	125	133x4	0,221	16	0,3	4,8	20,8	0,2	0,47	0,010	
ТК 13-29 ТК 13-30	3,98	100	108x4	0,099	15	0,5	4,5	19,5	0,15	0,34	0,007	
ТК 13-30 – ул. Л. Чайкино й 38	3,98	89	89x3,5	0,099	40	0,3	12	52	0,22	0,92	0,048	
ТК 13-4 - ТК 13-1	36,63	200	219x7	0,916	18	0,5	5,4	23,4	0,34	0,69	0,016	
ТК 13-1 - ТК 13-3	2,12	100	108x4	0,053	28	0,5	8,4	36,4	0,13	0,27	0,010	
ТК 13-3 – ул. Голубцова 29	2,12	50	57x3,5	0,053	12	0,3	3,6	15,6	0,31	3,55	0,055	
												Лист
ТК 13-3 – ТК 13-1	8,03	100	108x4	0,201	30	0,5	9	39	0,3	1,3	0,051	29

13.03.01.2018 060.11 ПЗ

Изм. Лист № докум. Подпись Дата

	13-2											
ул. Голубцова 27	ТК 13-2 –	2,09	50	57x3,5	0,052	12	0,3	3,6	15,6	0,31	3,55	0,055
ул. Бажова 6	ТК 13-2 –	5,94	100	108x4	0,148	45	0,3	13,5	58,5	0,215	0,725	0,042
	ТК 13-1 - ТК 13	26,48	150	159x4,5	0,662	110	0,5	33	143	0,435	1,66	0,237
	ТК 13 - ТК 14	15,22	150	159x4,5	0,380	32	0,5	9,6	41,6	0,252	0,56	0,023
ул. Голубцова 38	ТК 14 –	3,27	50	57x3,5	0,082	8	0,3	2,4	10,4	0,49	8,78	0,091

Продолжение таблицы 4.1

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	ТК 14 - ТК 15	11,94	150	159x4,5	0,299	16	0,5	4,8	20,8	0,2	0,36	0,007
	ТК 15 – ул. Бажова 4	2,93	50	57x3,5	0,073	13	0,3	3,9	16,9	0,434	6,9	0,117
	ТК 15 - ТК 16-1	9,02	150	159x4,5	0,225	8	0,5	2,4	10,4	0,2	0,36	0,004
	ТК 16-1 – ул. Бажова 2	2,90	50	57x3,5	0,073	13	0,3	3,9	16,9	0,43	6,78	0,115
	ТК 16-1 - ТК 16-2	6,11	100	108x4	0,153	35	0,5	10,5	45,5	0,225	0,775	0,035
	ТК 16-2 – ул. Мира 33	2,92	50	57x3,5	0,073	6	0,3	1,8	7,8	0,433	6,89	0,054
	ТК 16-2 – ул. Мира 35	3,19	50	57x3,5	0,080	74	0,3	22,2	96,2	0,47	8,26	0,795
	ТК 13 - ТК 12	11,27	150	159x4,5	0,282	18	0,5	5,4	23,4	0,2	0,36	0,008
	ТК 12 - ТК 11	11,27	150	159x4,5	0,282	10	0,5	3	13	0,2	0,36	0,005
ул. Голубцова 40	ТК 11 –	2,09	50	57x3,5	0,052	8	0,3	2,4	10,4	0,31	3,55	0,037
	ТК 11 - ТК 10	9,18	150	159x4,5	0,230	35	0,5	10,5	45,5	0,2	0,36	0,016
ул. Голубцова 42	ТК 10 –	3,18	50	57x3,5	0,080	8	0,3	2,4	10,4	0,47	8,26	0,086
	ТК 10 - ТК 9	6,00	150	159x4,5	0,150	65	0,5	19,5	84,5	0,2	0,36	0,030
Кулибина 1	ТК 9 – ул.	2,99	50	57x3,5	0,075	30	0,3	9	39	0,44	7,26	0,283

Лист

13.03.01.2018.060.11 ПЗ

30

Изм. Лист № докум. Подпись Дата

ТК 9 – ул. Кулибина 3	3,00	50	57x3,5	0,075	30	0,3	9	39	0,44	7,26	0,283
ТК 33 - ТК 33-1	164,86	400	426x6	4,121	205	0,5	61,5	266,5	0,36	0,31	0,083
ТК 33-1 - ТК 34	164,86	400	426x6	4,121	325	0,5	97,5	422,5	0,36	0,31	0,131
ТК 34 - ТК - 20	164,86	400	426x6	4,121	42	0,5	12,6	54,6	0,36	0,31	0,017
ТК 20 –ул. Голубцова 22	19,71	150	159x4,5	0,493	20	0,3	6	26	0,323	0,92	0,024

Продолжение таблицы 4.1

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ТК 20 - ТК 21	130,39	400	426x6	3,260	40	0,5	12	52	0,28	0,2	0,010	
ТК-20 - ТК-19	14,76	150	159x4,5	0,369	100	0,5	30	130	0,245	0,53	0,069	
ТК 19 -ТК 19-1	4,93	100	108x4	0,123	62	0,5	18,6	80,6	0,18	0,52	0,042	
ТК-19-1 – ул. Бажова,5	4,93	50	57x3,5	0,123	8	0,3	2,4	10,4	0,725	19,2	0,200	
ТК-19 - ТК-18	9,83	125	133x4	0,246	65	0,5	19,5	84,5	0,23	0,61	0,052	
ТК-18 – ул. Бажова,3	3,76	50	57x3,5	0,094	12	0,3	3,6	15,6	0,555	11,3	0,176	
ТК-18 - ТК-17	6,08	125	133x4	0,152	40	0,5	12	52	0,14	0,23	0,012	
ТК-17 - ТК-17-1	6,08	125	133x4	0,152	10	0,5	3	13	0,14	0,23	0,003	
ТК-17-1 – ул. Мира,27	2,63	70	76x3	0,066	45	0,3	13,5	58,5	0,2	1,03	0,060	
ТК-17-1 – дом ул Бажова 1	3,44	50	57x3,5	0,086	13	0,3	3,9	16,9	0,51	9,6	0,162	
ТК-22 – ул. Голубцова 15	16,07	150	159x4,5	0,402	15	0,3	4,5	19,5	0,26	0,62	0,012	
ТК 21 - ТК 21-1	114,32	200	219x7	2,858	90	0,5	27	117	0,61	1,1	0,129	
ТК-21-1 - ТК-21-2	36,28	150	159x4,5	0,907	45	0,5	13,5	58,5	0,595	3,11	0,182	
ТК-21-2 - ТК-21-3	7,66	80	89x4	0,191	50	0,5	15	65	0,42	3,265	0,212	
ТК-21-3 – ул. Голубцова 20	0,87	40	45x2,5	0,022	8	0,3	2,4	10,4	0,205	2,12	0,022	
ТК-21-3 - ТК-21-4	6,78	80	89x4	0,170	80	0,5	24	104	0,37	2,68	0,279	

13.03.01.2018.060.11 ПЗ

Лист

31

Изм. Лист № докум. Подпись Дата

ТК-21-4 – ул. Голубцова 18	0,80	40	45x2,5	0,020	8	0,3	2,4	10,4	0,18	1,77	0,018
ТК-21-4 - ТК-21-5	5,98	80	89x4	0,150	130	0,5	39	169	0,33	2,04	0,345
ТК-21-5 – ул. Голубцова 16	0,80	40	45x2,5	0,020	8	0,3	2,4	10,4	0,18	1,77	0,018

Продолжение таблицы 4.1

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ТК 21-5 - ТК 21-6	5,18	80	89x4	0,130	50	0,5	15	65	0,29	1,54	0,100	
ТК 21-6 – ул. Голубцова 14	1,06	40	45x2,5	0,027	8	0,3	2,4	10,4	0,24	2,99	0,031	
ТК 21-6 – ул. Голубцова 12	4,12	40	45x2,5	0,103	8	0,3	2,4	10,4	0,92	45,5	0,473	
ТК 21-2 - ТК 21-7	28,62	150	159x4,5	0,716	45	0,5	13,5	58,5	0,47	1,92	0,112	
ТК 21-7 - ТК 21-7а	19,41	150	159x4,5	0,485	10	0,5	3	13	0,32	0,9	0,012	
ТК 21-7 - ТК 21-7б	9,22	100	108x4	0,230	10	0,5	3	13	0,34	1,72	0,022	
ТК 21-7б - сарай	0,32	32	38x2,5	0,008	3	0,3	0,9	3,9	0,11	0,81	0,003	
ТК 21-7б - ТК 21-8	8,90	100	108x4	0,222	20	0,5	6	26	0,48	4,4	0,114	
ТК 21-8 – ул. Мира 15	1,09	40	45x2,5	0,027	8	0,3	2,4	10,4	0,25	3,29	0,034	
ТК 21-8 - ТК 21-9	7,81	100	108x4	0,195	50	0,5	15	65	0,29	1,22	0,079	
ТК 21-9 – ул. Мира 13	0,35	40	45x2,5	0,009	8	0,3	2,4	10,4	0,1	0,55	0,006	
ТК 21-9 - ТК 21-10	7,46	100	108x4	0,187	50	0,5	15	65	0,28	1,15	0,075	
ТК 21-10 – ул. Мира 11	1,06	40	45x2,5	0,027	8	0,3	2,4	10,4	0,24	2,99	0,031	
ТК 21-10 - ТК 21-11	6,40	100	108x4	0,160	20	0,5	6	26	0,24	0,85	0,022	
ТК 21-11 – ул. Архитектурная 2	0,80	50	57x3,5	0,020	8	0,3	2,4	10,4	0,12	0,57	0,006	
ТК 21-11 - ТК 21-12	5,60	100	108x4	0,140	20	0,5	6	26	0,21	0,65	0,017	
ТК 21-12 – ул. Архитектурная 1	0,80	40	45x2,5	0,020	12	0,3	3,6	15,6	0,18	1,77	0,028	

Лист

13.03.01.2018.060.11 ПЗ

32

Изм. Лист № докум. Подпись Дата

ТК 21-12 - ТК 21-15	4,80	80	89x3,5	0,120	65	0,5	19,5	84,5	0,26	1,32	0,112
------------------------	------	----	--------	-------	----	-----	------	------	------	------	-------

Продолжение таблицы 4.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ТК 21-15 – ул. Архитек- турная 5	0,80	40	45x2,5	0,020	12	0,3	3,6	15,6	0,18	1,77	0,028
ТК 21-15 - ТК 21-16	4,00	80	89x3,5	0,100	35	0,5	10,5	45,5	0,22	0,92	0,042
ТК 21-16 – ул. Архитек- турная 7	0,80	40	45x2,5	0,020	20	0,3	6	26	0,18	1,77	0,046
ТК 21-16 - ТК 21-17	3,20	70	76x3,5	0,080	35	0,5	10,5	45,5	0,25	1,53	0,070
ТК 21-17 – ул. Архитек- турная 9	0,80	40	45x2,5	0,020	12	0,3	3,6	15,6	0,18	1,77	0,028
ТК 21-17 - ТК 21-18	2,40	50	57x3,5	0,060	8	0,5	2,4	10,4	0,35	4,64	0,048
ТК 21-18 - ТК 21-19	2,40	50	57x3,5	0,060	24	0,5	7,2	31,2	0,35	4,64	0,145
ТК 21-19 – ул.Архитекту рная 11	0,80	40	45x2,5	0,020	12	0,3	3,6	15,6	0,18	1,77	0,028
ТК 21-19 - ТК 21-20	1,60	50	57x3,5	0,040	35	0,5	10,5	45,5	0,24	2,14	0,097
ТК 21-20 – ул.Архитекту рная 13	0,80	40	45x2,5	0,020	12	0,3	3,6	15,6	0,18	1,77	0,028
ТК 21-20 - ТК 21-21	0,80	50	57x3,5	0,020	35	0,5	10,5	45,5	0,12	0,57	0,026
ТК 21-21 – ул.Архитекту рная 15	0,80	40	45x2,5	0,020	12	0,3	3,6	15,6	0,18	1,77	0,028
ТК 21-1 - ТК 26-1	78,04	250	273x7	1,951	150	0,5	45	195	0,43	0,81	0,158
ТК 26-1 - ТК 26-1а	2,00	70	76x3,5	0,050	50	0,5	15	65	0,16	0,62	0,040
ТК 26-1а - ТК 26-2	2,00	70	76x3,5	0,050	95	0,5	28,5	123,5	0,16	0,62	0,077
ТК-26-2 - д/с №31	2,00	50	57x3,5	0,050	10	0,3	3	13	0,3	3,25	0,042
ТК 26-1 - ТК 25	76,04	250	273x7	1,901	62	0,5	18,6	80,6	0,41	0,72	0,058

Продолжение таблицы 4.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								33

13.03.01.2018.060.11 ПЗ

ТК 25 – ул. Луначарского 22	4,74	100	108x4	0,119	29	0,3	8,7	37,7	0,175	0,47	0,018
ТК 25 - ТК 25-1	6,17	80	89x3,5	0,154	37	0,5	11,1	48,1	0,34	2,22	0,107
ТК 25-1 – ул. Дарвина 7	3,68	70	76x3	0,092	32	0,3	9,6	41,6	0,29	2,02	0,084
ТК 25-1 – ул. Дарвина 9	2,49	70	76x3	0,062	10	0,3	3	13	0,19	0,96	0,012
ТК 25 - ТК 24	65,12	200	219x7	1,628	42	0,5	12,6	54,6	0,57	1,92	0,105
ТК 24 - ТК 24-1	13,76	200	219x7	0,344	34	0,5	10,2	44,2	0,34	0,69	0,030
ТК 24-1 - ТК 24-2	13,76	150	159x4,5	0,344	70	0,5	21	91	0,22	0,46	0,042
ТК 24-2 – ул. Луначарского 26 1 ввод	2,67	50	57x3,5	0,067	20	0,3	6	26	0,4	5,88	0,153
ТК 24-2 - ТК 24-3	11,09	80	89x3,5	0,277	20	0,5	6	26	0,26	0,77	0,020
ТК 24-3 – ул. Луначарского 26 2 ввод	2,67	70	76x3,5	0,067	13	0,3	3,9	16,9	0,21	1,11	0,019
ТК 24-3 - ТК 19-4	8,41	80	89x3,5	0,210	40	0,5	12	52	0,47	4,08	0,212
ТК 19-4 –ул. Луначарского 28	3,48	50	57x3,5	0,087	13	0,3	3,9	16,9	0,52	9,88	0,167
ТК 19-4 - ТК 19-3	4,93	80	89x3,5	0,123	60	0,5	18	78	0,265	1,38	0,108
ТК 19-3 – ул. Бажова 9	4,93	70	76x3,5	0,123	12	0,3	3,6	15,6	0,38	3,48	0,054
ТК 24 - ТК 27	51,36	200	219x7	1,284	20	0,5	6	26	0,455	1,205	0,031
ТК 27 - ТК 28	51,36	200	219x7	1,284	130	0,5	39	169	0,455	1,205	0,204
ТК 28 - ТК 28-1	4,93	100	108x4	0,123	80	0,5	24	104	0,18	0,52	0,054

Продолжение таблицы 4.1

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ТК 28-1 – ул. Луначарского 25 1 ввод	2,46	70	76x35	0,062	20	0,3	6	26	0,19	0,93	0,024	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								

13.03.01.2018.060.11 ПЗ

Лист

34

ТК 28-1 - ТК 28-2	2,46	80	89x3,5	0,062	25	0,5	7,5	32,5	0,19	0,71	0,023
ТК 28-2 – ул. Луначарского 25 2 ввод	2,46	70	76x3,5	0,062	14	0,3	4,2	18,2	0,19	0,93	0,017
ТК 28 - ТК 29	46,44	200	219x7	1,161	7	0,5	2,1	9,1	0,405	0,98	0,009
ТК 29 - ТК 29-1	30,47	150	159x4,5	0,762	40	0,5	12	52	0,5	2,19	0,114
ТК 29-1 - ТК 29-2	13,75	125	133x4	0,344	15	0,5	4,5	19,5	0,325	1,17	0,023
ТК 29-2 – ул. Луначарского 27	5,08	100	108x4	0,127	15	0,3	4,5	19,5	0,18	0,53	0,010
ТК 29-2 - ТК 29-3	8,67	100	108x4	0,217	60	0,5	18	78	0,32	1,52	0,119
ТК 29-3 - д/с №65	2,40	50	57x3,5	0,060	12	0,3	3,6	15,6	0,35	4,64	0,072
ТК 29-3 - ТК 29-4	6,27	100	108x4	0,157	56	0,5	16,8	72,8	0,235	0,83	0,060
ТК 29-4 – ул. Бажова 11	3,99	100	108x4	0,100	30	0,3	9	39	0,15	0,34	0,013
ТК 29-4 – ул. Бажова 13	2,28	70	76x35	0,057	35	0,3	10,5	45,5	0,18	0,81	0,037
ТК 29-1 - ТК 29-5	16,72	125	133x4	0,418	25	0,5	7,5	32,5	0,39	1,69	0,055
ТК 29-5 – ул. Дарвина 18	2,32	50	57x3,5	0,058	18	0,3	5,4	23,4	0,34	4,27	0,100
ТК 29-5 - ТК 29-6	14,40	125	133x4	0,360	45	0,5	13,5	58,5	0,34	1,3	0,076
ТК 29-6 – ул. Лизы Чайкиной 30	4,87	100	108x4	0,122	12	0,3	3,6	15,6	0,18	0,49	0,008

Продолжение таблицы 4.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ТК 29-6 - ТК 29-7	9,53	100	108x4	0,238	8	0,5	2,4	10,4	0,35	1,82	0,019
ТК 29-7 - ТК 29-8	9,53	100	108x4	0,238	40	0,5	12	52	0,35	1,82	0,095
ТК 29-8 – ул. Лизы Чайкиной 32	3,45	80	89x3,5	0,086	10	0,3	3	13	0,19	0,71	0,009
ТК 29-8 - ТК 29-9	6,08	100	108x4	0,152	60	0,5	18	78	0,22	0,75	0,059

13.03.01.2018.060.11 ПЗ

Лист

35

Изм. Лист № докум. Подпись Дата

ТК 29-9 - ул. Бажова 15 (первый ввод)	3,04	80	89x3,5	0,076	15	0,3	4,5	19,5	0,19	0,71	0,014
ТК 29-9 – ул. Бажова 15 2 ввод	3,04	100	108x3,5	0,076	10	0,3	3	13	0,13	0,27	0,004
ТК 29 - ТК 30	15,96	125	133x4	0,399	15	0,5	4,5	19,5	0,38	1,58	0,031
ТК 30 - ТК 31	15,96	125	133x4	0,399	40	0,5	12	52	0,38	1,58	0,082
ТК 31 - ТК 31-1	5,74	125	133x4	0,144	80	0,5	24	104	0,14	0,22	0,023
ТК 31-1 – ул. Лизы Чайкиной 28 1 ввод	2,63	50	57x3,5	0,066	8	0,3	2,4	10,4	0,38	5,45	0,057
ТК 31-1 - ТК 31-2	3,11	100	108x4	0,078	28	0,5	8,4	36,4	0,13	0,27	0,010
ТК 31-1 – ул. Лизы Чайкиной 28 2 ввод	2,63	50	57x3,5	0,066	10	0,3	3	13	0,38	5,45	0,071
ТК 31-2 - ТК 31-3	0,48	80	89x3,5	0,012	50	0,5	15	65	0,19	0,71	0,046
ТК 31-3 - ТК 31-6	0,48	50	57x3,5	0,012	28	0,5	8,4	36,4	0,11	0,65	0,024
ТК 31-6 - ТК 31-7	0,48	50	57x3,5	0,012	60	0,5	18	78	0,11	0,65	0,051
ТК 31-7 - ТК 31-8	0,48	50	57x3,5	0,012	30	0,5	9	39	0,11	0,65	0,025

Окончание таблицы 4.1

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ТК 31-8 - ТК 31-9	0,48	50	50x3,5	0,012	30	0,5	9	39	0,11	0,65	0,025	
ТК 31-9 – ул. Лизы Чайкиной 13	0,48	50	57x3,5	0,012	10	0,3	3	13	0,11	0,65	0,008	
ТК 31 - ТК 32	10,22	150	159x4,5	0,256	158	0,5	47,4	205,4	0,2	0,36	0,074	
ТК 32 - ТК 32-1	1,97	125	133x4	0,049	25	0,5	7,5	32,5	0,1	0,13	0,004	
ТК 32-1 – ул. Лизы Чайкиной 27	1,97	50	57x3,5	0,049	9	0,3	2,7	11,7	0,3	3,25	0,038	

Лист

13.03.01.2018.060.11 ПЗ

Изм. Лист № докум. Подпись Дата

36

ТК 32 - ТК 32-6	6,14	125	133x4	0,153	40	0,5	12	52	0,145	0,24	0,012
ТК 32-6 – ул. Лизы Чайкиной 29	2,69	50	57x3,5	0,067	8	0,3	2,4	10,4	0,4	5,88	0,061
ТК 32-6 - ТК 32-7	3,44	125	133x4	0,086	32	0,5	9,6	41,6	0,1	0,13	0,005
ТК 32-7 – ул. Бажова 17	3,44	40	45x2,5	0,086	14	0,3	4,2	18,2	0,81	32,6	0,593
ТК 32 - ТК 32а	2,12	125	133x4	0,053	10	0,5	3	13	0,1	0,13	0,002
ТК 32а - ТК 32-2	2,12	125	133x4	0,053	50	0,5	15	65	0,1	0,13	0,008
ТК 32-2 - ТК 32-3	2,12	125	133x4	0,053	10	0,5	3	13	0,1	0,13	0,002
ТК 32-3 - д/с №5	2,12	100	108x4	0,053	5	0,3	1,5	6,5	0,13	0,27	0,002

5 РАСЧЕТ И ПОСТРОЕНИЕ ПЬЕЗОМЕТРИЧЕСКОГО ГРАФИКА

Пьезометрический график представляет собой графическое изображение напоров в тепловой сети относительно местности, на которой она проложена.

Построение графика начинается с определения линии статического напора. Для этого необходимо найти статический напор тепловой сети $H_{ст}$, м (5.1) [1]:

$$H_{ст} = H_p + H_c + H_з, \quad (5.1)$$

где H_p – самая высокая точка рельефа местности, м;

H_c – высота самого высокого сооружения, м (здание, трубопровод и т.д.);

$H_з$ = 5-10 м – запас напора.

$$H_{ст} = 216 + 15 + 7 = 238 \text{ м.}$$

Рассчитывается напор в подающем (5.2) и обратном (5.3) трубопроводе для каждого участка тепловой сети:

$$P_{под} = P_1 - H + (m_{нач} - m_{кон}), \quad (5.2)$$

$$P_{обр} = P_1 + H + (m_{нач} - m_{кон}), \quad (5.3)$$

где $P_{под}$ – давление в конце участка тепловой сети;

P_1 – давление в начале участка тепловой сети;

$m_{нач}$; $m_{кон}$ – геодезические отметки трубопроводов в начале и конце участка.

Далее рассчитывается располагаемый напор ΔP м.вод.ст. Это требуемая разность давлений (напоров) в конечной точке тепловой сети необходимая для нормальной циркуляции сетевой воды в системах теплоснабжения зданий (5.4):

$$\Delta P = P_{под} - P_{обр}, \quad (5.4)$$

В таблице 5.1 представлены результаты пьезометрического расчета и необходимые данные для построения пьезометрического графика. По результатам пьезометрического расчета строится пьезометрический график, по которому определяют гидравлический режим тепловых сетей. Гидравлический режим тепловой сети определяют многие факторы: геодезические отметки высот местности, высота зданий, потеря давления (напора) на участках сети и пр.

										Лист
										38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.060.11 ПЗ					

Таблица 5.1 - Результаты пьезометрического расчета для дома по адресу ул. Лизы Чайкиной, 42.

Участок	Давление в начале участка подающий трубопровод $P_{1,1}$, м.вод.ст.	Потери на участке $H_{,м}$	Отметка, м		Давление в конце участка подающий трубопровод $P_{1,1}$, м	Давление в начале участка обратный трубопровод $P_{2,2}$, м.вод.ст.	Потери на участке $H_{, м}$	Отметка, м		Давление в конце участка обратный трубопровод $P_{2,2}$	$\Delta P(H)$ м.в.ст
			4	5				9	10		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
К-ТК 1	40	0,277	213	213	39,72	30	0,277	213	213	30,28	9,45
ТК 1 – ТК 33	39,72	0,197	213	212	40,53	30,28	0,197	213	212	31,47	9,05
ТК 33 – ТК 13-4	40,53	0,102	212	215	37,42	31,47	0,102	212	215	28,58	8,85
ТК 13-4 – ТК 13-5	37,42	0,051	215	215	37,37	28,58	0,051	215	215	28,63	8,74
ТК 13-5 – ТК 13-6	37,37	0,007	215	215	37,36	28,63	0,007	215	215	28,64	8,73
ТК 13-6 – ТК 13-7	37,36	0,143	215	215	37,22	28,64	0,143	215	215	28,78	8,44
ТК 13-7 – ТК 13-8	37,22	0,083	215	216	36,14	28,78	0,083	215	216	27,86	8,28
ТК 13-8 – ТК 13-10	36,14	0,255	216	215	36,88	27,86	0,255	216	215	29,12	7,77
ТК 13-10 – ТК 13-11	36,88	0,033	215	215	36,85	29,12	0,033	215	215	29,15	7,70
ТК 13-11 – ТК 13-12	36,85	0,026	215	215	36,82	29,15	0,026	215	215	29,18	7,65
ТК 13-12 – ТК 13-13	36,82	0,058	215	215	36,76	29,18	0,058	215	215	29,24	7,53
ТК 13-13 – ТК 13-14	36,76	0,020	215	214	37,74	29,24	0,020	215	214	30,26	7,49
ТК 13-14 – ТК 13-14а	37,74	0,137	214	214	37,61	30,26	0,137	214	214	30,31	7,21
ТК 13-14а – дом	37,61	0,117	214	214	37,49	30,39	0,117	214	214	30,51	6,98

По результатам расчетов построим пьезометрический график, рисунок 5.1.

					13.03.01.2018.060.11 ПЗ						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							39

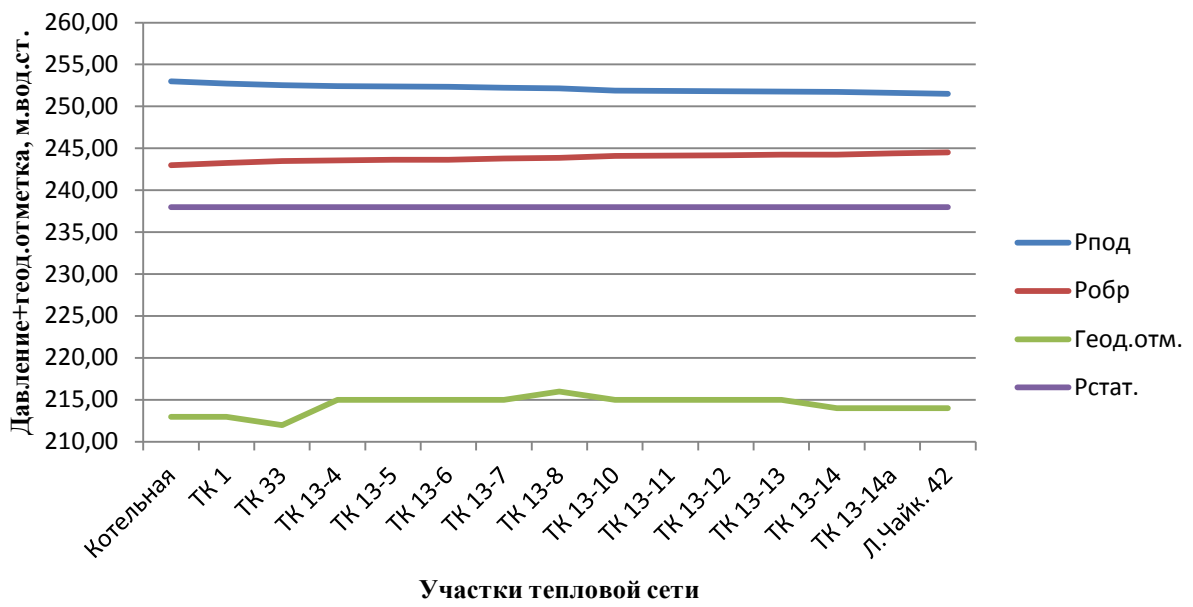


Рисунок 5.1 - Пьезометрический график для дома по адресу ул.Лизы Чайкиной, 42

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.01.2018.060.11 ПЗ

Лист

40

6 РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ ОТОПИТЕЛЬНОЙ КОТЕЛЬНОЙ

Отопительные котельные обеспечивают коммунально-бытовых потребителей тепловой энергией в виде горячей воды для целей отопления, вентиляции и ГВС. Тепловая мощность отопительной котельной зависит от температуры наружного воздуха и режимов потребления на ГВС.

Водогрейные котельные агрегаты осуществляют непосредственный подогрев сетевой воды, благодаря чему капитальные затраты на водогрейные котельные агрегаты и вспомогательное оборудование ниже, чем при использовании паровых КА низкого давления, а тепловые схемы проще[13].

Для тепловой схемы отопительной котельной с закрытой системой теплоснабжения характерны малые расходы подпиточной воды.

Проведем расчет принципиальной тепловой схемы отопительной схемы для закрытой системы теплоснабжения при минимально-зимней температуре наружного воздуха[32].

Расход воды на подпитку и потери в тепловой схеме (6.1):

$$Q_{сн} = 0,02 \cdot Q_m, \quad (6.1)$$

где Q_m – суммарная тепловая нагрузка на отопление, вентиляцию и ГВС.

$$Q_{сн} = 0,02 \cdot 13,92 = 0,278 \text{ МВт.}$$

Общая тепловая мощность котельной (6.2):

$$Q_k = Q_o + Q_v + Q_{гвс} + Q_{сн}, \quad (6.2)$$

$$Q_k = 11 + 0,324 + 2,6 + 0,278 = 14,2 \text{ МВт.}$$

Расход воды через котельный агрегат (6.3):

$$G_k = \frac{Q_k}{C_v \cdot (\tau_{01} - \tau_{02})}, \quad (6.3)$$

$$G_k = \frac{14,2 \cdot 10^6}{4,19 \cdot 10^3 \cdot (95 - 70)} = 135,5 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

Температура воды на выходе из котла (6.4):

$$t'_k = t'_{02} + \frac{Q_k}{C_v \cdot G_k}. \quad (6.4)$$

					13.03.01.2018.060.11 ПЗ	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$t'_k = 70 + \frac{14,2 \cdot 10^6}{4,19 \cdot 10^3 \cdot 135,5} = 105^\circ \text{C}.$$

Расход воды на собственные нужды (6.5):

$$G_{сн} = \frac{Q_{сн}}{c_g \cdot (t''_k - \tau'_k)}, \quad (6.5)$$

$$G_{сн} = \frac{0,278 \cdot 10^6}{4,19 \cdot 10^3 \cdot (95 - 70)} = 2,65 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

Расход воды на линии рециркуляции (6.6):

$$G_{реци} = \frac{G_k \cdot (t'_k - \tau'_{02})}{c_g \cdot (t''_k - \tau'_{02})}, \quad (6.6)$$

Так как $t'_k = \tau'_{02} = 70^\circ \text{C}$, то $G_{реци} = 0$.

Расход воды по перемычке (6.7):

$$G_{нм} = \frac{G_c \cdot (t''_k - \tau'_{01})}{c_g \cdot (t'_k - \tau'_{02})}, \quad (6.7)$$

Так как $t''_k = \tau'_{01} = 95^\circ \text{C}$, то $G_{нм} = 0$.

Расход сетевой воды (6.8):

$$G_c = \frac{Q_c}{(\tau'_{01} - \tau'_{02}) \cdot c_g}, \quad (6.8)$$

$$G_c = \frac{13,92 \cdot 10^6}{(95 - 70) \cdot 4,19 \cdot 10^3} = 132,9 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

Расход подпиточной воды (6.9):

$$G_{подп} = 0,03 \cdot G_c, \quad (6.9)$$

$$G_{подп} = 0,03 \cdot 132,9 = 3,98 \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

Расход исходной воды ($G_{хво} = G_{подп}$) (6.10):

$$G_{исх} = 1,15 \cdot G_{хво}, \quad (6.10)$$

13.03.01.2018.060.11 ПЗ

Лист

42

$$G_{исх} = 1,15 \cdot 3,98 = 4,58 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

Расчетный расход воды через котельный агрегат (6.11):

$$G_{\kappa}^p = \frac{Q_o + Q_g + Q_{ГВС}}{c_g \cdot (t_{\kappa}'' - t_{\kappa}') } + G_{сн}^p, \quad (6.11)$$

$$G_{\kappa}^p = \frac{(11 + 0,392 + 2,6) \cdot 10^6}{4,19 \cdot 10^3 \cdot (95 - 70)} + 2,65 = 136,2 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

Погрешность расчета (6.12):

$$\Delta = \frac{G_{\kappa}^p - G_{\kappa}}{G_{\kappa}^p} \cdot 100\%, \quad (6.12)$$

$$\Delta = \frac{136,2 - 135,5}{136,2} \cdot 100\% = 0,051\% \leq 2\%, \text{ расчет можно считать окончанным.}$$

					13.03.01.2018.060.11 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

7 ВЫБОР ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

В зависимости от назначения, в котельной выделяют несколько групп насосов. Циркуляционные обеспечивают циркуляцию теплоносителя в контуре котельной и тепловой сети. Рециркуляционные, или антиконденсатные, подают часть горячей воды из подающего трубопровода в обратный трубопровод перед входом в котел для поддержания температуры обратной воды выше минимально допустимой. Важное значение имеют насосы на линии подпитки, которые будут подавать очищенную и обработанную воду в контуры.

7.1 Выбор насоса

Циркуляционные насосы для обоих контуров должны быть подобраны так, чтобы при выходе из строя любого насоса оставшиеся могли обеспечить подачу максимального расхода воды, и обеспечить требуемый напор после преодоления гидравлических сопротивлений. Также при выборе насосов необходимо учесть наличие летней нагрузки. Установка насосов осуществляется на подающем трубопроводе. Согласно правилам, в котельных с водогрейными котлами должно быть установлено не менее двух сетевых насосов. Количество устанавливаемых насосов и их единичная подача определяются исходя из условий обеспечения наиболее экономичной их работы в течение года [16].

Для котельной будем использовать циркуляционные насосы фирмы WiloSE, специализирующейся на производстве насосного оборудования для систем отопления, вентиляции, водоснабжения. Насосы этой фирмы зарекомендовали себя на рынке как надежные аппараты по приемлемой цене. Предполагается использовать насосы с сухим ротором серии BL, используемые в системах отопления, системах с охлаждающей и холодной водой, системах горячего водоснабжения, а также в промышленных системах. Электронасосы данной серии позволяют перекачивать жидкости с минимальным температурным порогом до -20°C , максимально допустимая температура достигает $+140^{\circ}\text{C}$.

В котловом контуре расход составляет $G_{\text{ка}} = 136,2 \text{ м}^3/\text{ч}$. Необходимый напор для преодоления гидравлических сопротивлений равен 16 м. Установим насос Wilo CronoLine-IL100/170-30/2: при подаче в $40 \text{ м}^3/\text{ч}$ насос развивает больше 12 метров, чего вполне достаточно. В летнем режиме насос будет работать не в полную мощность благодаря частотному преобразователю, что положительно скажется на сроке службы насоса. Второй насос – резервный. Сетевой насос для циркуляции теплоносителя в тепловой сети подбирается на основе гидравлического и пьезометрического расчетов. В контуре тепловых сетей максимальный расход составляет $G_{\text{mc}} = 326 \text{ м}^3/\text{ч}$. Требуемый напор равен 40 м. В качестве сетевых установим насос WiloNL 125/200-110-2-12-50Hz. Такой насос при подаче $390 \text{ м}^3/\text{ч}$ развивает напор 54,8 метров, что соответствует расчетам.

Для подбора подпиточных насосов тепловой сети необходимо учитывать её объем. Объем системы складывается из суммы объемов участков тепловой сети и объема на внутренних системах теплоснабжения и согласно СНиП 2.04.07-86 "Тепловые сети" в закрытых системах теплоснабжения - численно равен 0,25% фактического объема воды.

в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления и вентиляции зданий. Для подпитки предполагается установка насосной станции с баком для сглаживания работы насоса при утечках в системе. Таким образом расход подпитки $G_{подп} = 3,5 \text{ м}^3/\text{ч}$. Исходя из этого выбираем подпиточные насосы фирмы Grundfos с расходом $4 \text{ м}^3/\text{ч}$ и напором 48 м. Так же для насосов устанавливаем расширительные баки Grundfos GT-H-24-Нобъемом 24 л.

7.2 Выбор оборудования подготовки воды

В качестве исходной воды принята вода из хозяйственно-питьевого водопровода. Вода удовлетворяет требованиям СанПиН 21.4.559-96 «Питьевая вода».

Водоподготовка осуществляется в два этапа. На первом этапе производится умягчение воды. Подобрана установка умягчения воды на установке серии «TS» методом натрий-катионирования при фильтровании исходной воды через слой ионообменной смолы. Регенерация ионообменной смолы производится раствором поваренной соли автоматически с заданной периодичностью [37].

Для умягчения воды в установках серии «TS» используется сильнокислотные катионообменные смолы с полной обменной емкостью не менее 1,9 г-экв/л. Применение установок умягчения воды серии «TS» при соблюдении условий эксплуатации обеспечивает следующие значения остаточной жесткости умягченной воды:

- при номинальной производительности установки – 0,1-0,3 мг-экв/л
- при максимальной производительности установки – 0,5-1,0 мг-экв/л

На втором этапе происходит комплексная установка воды с помощью коррекционной обработки воды с насосом-дозатором, водосчетчиком и баком 100л HydroTech DS BE1506 [41] – по одной на каждый контур. Дозирующий комплекс предназначен для подачи в обрабатываемую воду химических реагентов, с целью предотвращения коррозии оборудования и трубопроводов, накипеобразования, для связывания в воде растворенного кислорода и свободного хлора.

Подача дозы химических реагентов производится дозирующим насосом. Сигнал к началу дозирования осуществляется по внешнему сигналу подаваемого с водосчетчика с импульсным выходом при прохождении через него обрабатываемой воды. Забор реагента происходит из специальной градуированной емкости по мягкой трубке, выполненной из ПВХ. Насос оснащен датчиком уровня для остановки насоса при опустошении емкости дозирования (при этом на насосе загорается соответствующий светодиод). Напорная линия реагента выполнена из полужесткой полиэтиленовой трубки. Также на напорной линии предусмотрен обратный клапан для предотвращения попадания обрабатываемой воды в емкость дозирования.

Для коррекции уровня pH обрабатываемой воды может быть использована установка, дозирование которой осуществляется по сигналу датчика pH, устанавливаемого после точки дозирования. Датчик при измерении уровня pH обрабатываемой воды подает токовый сигнал, который обрабатывается контроллером дозирующего насоса. По данному сигналу насос корректирует производительность подачи реагента до соответствия

										13.03.01.2018.060.11 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							45

значения pH, заданного на контроллере насоса, с фактическим значением уровня pH обрабатываемой воды[36].

Дозирующий комплекс может работать в одном из двух режимов:

- Пропорциональный – дозирование пропорционально расходу воды по контактному сигналу от водосчетчика (или датчика pH);
- Постоянный – постоянное дозирование с заданной на контроллере частотой ходов насоса в минуту.

Выбор режима работы осуществляется при настройке дозирующего комплекса.

7.3 Выбор теплообменного оборудования

Существует большое разнообразие теплообменных аппаратов. Это кожухотрубные спиральные, ребристые и т.д. Наибольшую популярность и востребованность в системах централизованного теплоснабжения получили пластинчатые теплообменники. Данный вид теплообменников имеет несколько очень важных преимуществ по сравнению с другими видами[28]:

- экономичность и простота обслуживания. При засорении пластинчатый теплообменник может быть разобран, промыт и собран двумя работниками в течение 4-6 часов. В кожухотрубных теплообменниках процесс очистки трубок часто ведет к их разрушению и заглушению;
- низкая загрязняемость поверхности теплообмена вследствие высокой турбулентности потока жидкости, образуемой рифлением, а также качественной полировки теплообменных пластин;
- стоимость монтажа пластинчатого теплообменника составляет 2-4% от стоимости оборудования, что на порядок ниже, чем у кожухотрубного теплообменника;
- индивидуальный расчет каждого пластинчатого теплообменника по оригинальной программе завода-изготовителя позволяет подобрать его конфигурацию в соответствии с гидравлическим и температурным режимами по обоим контурам;
- в случае необходимости площадь поверхности теплообмена в пластинчатом теплообменнике может быть легко уменьшена или увеличена простым добавлением или извлечением пластин;
- меньше ограничений в работе. Замерзание воды в пакете пластин не приводит к фактическому повреждению аппарата. После оттайки пластинчатый теплообменник готов к эксплуатации, а кожухотрубный теплообменник получает повреждение трубок;
- устойчивость к вибрациям. Пластинчатые теплообменники высокоустойчивы к наведенной двухплоскостной вибрации, которая может вызвать повреждения кожухотрубного теплообменника.

Однако, несмотря на большое количество достоинств, необходимо также отметить и недостатки данного агрегата. Самым главным минусом пластинчатого теплообменника будет то, что если использовать некачественный теплоноситель, то устройство в скором времени загрязнится. Исходя из того, что наша отопительная котельная будет иметь два контура, то можно не беспокоиться о некачественном теплоносителе, т.к котловая вода будет циркулировать по котловому контуру.

13.03.01.2018.060.11 ПЗ

Лист

46

Можно сделать вывод, что установка в данной котельной пластинчатого теплообменника является оптимальным решением. Для разделения контуров котельной наиболее прогрессивным решением в настоящее время является установка пластинчатых теплообменников. В них теплообмен осуществляется через стянутые в пакет гофрированные пластины с уплотнениями.

Для разделения контуров в схеме установлены два пластинчатых теплообменника на половину установленной мощности котельной каждый. В летнем режиме будет работать один из них.

Проведем расчет для одного теплообменника по [21]. Аппарат набран из ленточно-поточных пластин с горизонтальными рифлями треугольной формы.

Пластины имеют следующие параметры:

- $F_l = 0,2 \text{ м}^2$,
- $S = 22,5 \text{ мм}$,
- $h = 7 \text{ мм}$,
- $d_3 = 0,0059 \text{ м}$,
- $f_l = 0,0008 \text{ м}^2$,
- $L_n = 0,8 \text{ м}$.

Количество тепла, передаваемого в единицу времени найдем по формуле(7.1):

$$Q = G_1 \cdot c_1 \cdot (t_1' - t_1''), \quad (7.1)$$

$$Q = 78,2 \cdot 4,2 \cdot (105 - 75) = 9853,2 \text{ кВт}$$

Схема движения потоков противоточная:

$$105^\circ\text{C} \longrightarrow 75^\circ\text{C}$$

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

Средний температурный напор:

$$\Delta t = \frac{\Delta t_{\bar{o}} - \Delta t_m}{2,3 \cdot \lg \frac{\Delta t_{\bar{o}}}{\Delta t_m}}, \quad (7.2)$$

где $\Delta t_{\bar{o}} = 105 - 95 = 10^\circ\text{C}$

$$\Delta t_m = 75 - 70 = 5^\circ\text{C}$$

$$\Delta t = \frac{10 - 5}{2,3 \cdot \lg \frac{10}{5}} = 7,14^\circ\text{C}$$

						Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.060.11 ПЗ	

Определим рациональную скорость движения греющей воды в каналах теплообменника. Для ориентировочного расчета скорости примем коэффициент теплоотдачи $\alpha_1 = 10000 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$, среднюю температуру стенки $\bar{t}_{cm} = \frac{\bar{t}_1 + \bar{t}_2}{2} = \frac{90 + 82,5}{2} = 86,25 \text{ }^\circ\text{C}$, и коэффициент общего гидравлического сопротивления $\xi_1 = 1,95$

Расчетная формула (7.3) для скорости имеет следующий вид:

$$\omega_1 = 2 \cdot \sqrt[3]{\frac{\alpha_1 \cdot (\bar{t}_1 - \bar{t}_{cm}) \cdot \Delta P_1}{c_1 \cdot (t_1' - t_1'') \cdot \rho_1^2 \cdot \xi_1}}, \quad (7.3)$$

$$\omega_1 = 2 \cdot \sqrt[3]{\frac{10000 \cdot (90 - 86,25) \cdot 200000}{4208 \cdot (105 - 75) \cdot 965,3^2 \cdot 1,95}} = 0,619 \text{ м/с}$$

Критерий Рейнольдса для греющей воды найдем по формуле (7.4):

$$\text{Re} = \frac{\omega_1 \cdot d_3}{\nu_1}, \quad (7.4)$$

$$\text{Re} = \frac{0,619 \cdot 0,0059}{0,000000326} = 11274,607$$

Проверить принятое значение коэффициента гидравлического сопротивления можно по формуле для пластины П-2 по формуле (7.5):

$$\xi_1 = 11,2 \cdot \text{Re}^{-0,25}, \quad (7.5)$$

$$\xi_1 = 11,2 \cdot 11274,607^{-0,25} = 1,937$$

Это достаточно близко к принятому $\xi_1 = 1,95$.

Критерии Прандтля Pr_1 и Pr_2 при средней температуре греющей воды и средней температуре стенки по формуле (7.6):

$$\text{Pr}_1 = \frac{c_1 \cdot \nu_1 \cdot \rho_1}{\lambda_1}, \quad (7.6)$$

$$\text{Pr}_1 = \frac{4208 \cdot 0,000000326 \cdot 965,3}{0,68} = 1,9473$$

При $\overline{t_{cm}} = 86,25^\circ\text{C}$ теплофизические свойства воды характеризуются следующими данными: $\rho_{cm} = 892,35 \text{ кг/м}^3$, $c_{cm} = 4,231 \text{ кДж/(кг} \cdot \text{К)}$, $\lambda_{cm} = 0,679 \text{ Вт/(м} \cdot \text{К)}$, $\nu_{cm} = 3,4 \cdot 10^{-7} \text{ м}^2/\text{с}$.

Рассчитаем критерий Прандтля для $\overline{t_{cm}}$ по формуле (7.7):

$$\text{Pr}_{cm} = \frac{c_{cm} \cdot \nu_{cm} \cdot \rho_{cm}}{\lambda_{cm}}, \quad (7.7)$$

$$\text{Pr}_{cm} = \frac{4231 \cdot 3,4 \cdot 10^{-7} \cdot 892,35}{0,679} = 1,833$$

Критерий Нуссельта со стороны греющей воды по формуле (7.8):

$$\text{Nu}_1 = 0,1 \cdot \text{Re}_1^{0,7} \cdot \text{Pr}_1^{0,43} \cdot \left(\frac{\text{Pr}_1}{\text{Pr}_{cm}} \right)^{0,25}, \quad (7.8)$$

$$\text{Nu}_1 = 0,1 \cdot 11274,607^{0,7} \cdot 1,947^{0,43} \cdot \left(\frac{1,947}{1,833} \right)^{0,25} = 92,21$$

Коэффициент теплоотдачи от греющей воды к стенке, $\text{Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}$, рассчитывается по формуле (7.9):

$$\alpha_1 = \frac{\text{Nu}_1 \cdot \lambda_1}{d_3}, \quad (7.9)$$

$$\alpha_1 = \frac{92,21 \cdot 0,68}{0,0059} = 10704,8 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}$$

Погрешность с принятым значением:

$$\Delta = \frac{10204,9 - 10000}{10204,9} \cdot 100 = 2,01\%$$

Значение достаточно близко к принятому $\alpha_1 = 10000 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}$.

Рациональная скорость движения нагреваемой воды в каналах теплообменника. Для этого примем $\alpha_2 = 15000 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}$, средняя температура стенки осталась той же $\overline{t_{cm}} = 86,25^\circ\text{C}$, и коэффициент общего гидравлического сопротивления $\xi_1 = 1,7$:

Рассчитаем рациональную скорость движения нагреваемой среды в каналах теплообменника по (7.10), м/с:

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.060.11 ПЗ	Лист (7.10) 49

$$\omega_2 = 2 \cdot \sqrt[3]{\frac{\alpha_2 \cdot (\bar{t}_2 - \bar{t}_{cm}) \cdot \Delta P_2}{c_2 \cdot (t_2' - t_2'') \cdot \rho_2^2 \cdot \xi_2}}$$

$$\omega_2 = 2 \cdot \sqrt[3]{\frac{15000 \cdot (90 - 82,5) \cdot 500000}{4198 \cdot (95 - 70) \cdot 970,175^2 \cdot 1,7}} = 1,1 \text{ м/с}$$

Критерий Рейнольдса считается по (7.11):

$$Re = \frac{\omega_2 \cdot d_3}{\nu_2}, \quad (7.11)$$

$$Re = \frac{1,1 \cdot 0,0059}{3,55 \cdot 10^{-7}} = 18308,79$$

Уточним принятое значение коэффициента гидравлического сопротивления по формуле (7.5):

$$\xi_1 = 11,2 \cdot 18308,79^{-0,25} = 1,692$$

Это достаточно близко к принятому $\xi_2 = 1,7$.

Критерий Прандтля для средней температуры нагреваемой воды рассчитывается по формуле (7.12):

$$Pr_2 = \frac{c_2 \cdot \nu_2 \cdot \rho_2}{\lambda_2}, \quad (7.12)$$

$$Pr_2 = \frac{4198 \cdot 3,55 \cdot 10^{-7} \cdot 970,175}{0,6755} = 2,142$$

Критерий Нуссельта для нагреваемой воды рассчитывается по формуле (7.13):

$$Nu_2 = 0,1 \cdot Re_2^{0,7} \cdot Pr_2^{0,43} \cdot \left(\frac{Pr_2}{Pr_{cm}} \right)^{0,25}, \quad (7.13)$$

$$Nu_2 = 0,1 \cdot 18308,79^{0,7} \cdot 2,142^{0,43} \cdot \left(\frac{2,142}{1,883} \right)^{0,25} = 138,075$$

Уточненный коэффициент теплоотдачи от стенки к нагреваемой воде по критерию Нуссельта рассчитывается по формуле (7.14):

										Лист
										50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.060.11 ПЗ					(7.14)

$$\alpha_2 = \frac{Nu_2 \cdot \lambda_2}{d_3},$$

Рассчитаем уточненный критерий теплоотдачи от стенки к нагреваемой воде по критерию Нуссельта по формуле (7.14):

$$\alpha_2 = \frac{138,075 \cdot 0,6755}{0,0059} = 15808,5 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$$

Погрешность с принятым значением:

$$\Delta = \frac{15808,5 - 15000}{15808,5} \cdot 100 = 4,8\%$$

Значение достаточно близко к принятому $\alpha_2 = 15000 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$.

Термическое сопротивление загрязнений на стенке со стороны воды рассчитывается по формуле (7.15):

$$\frac{\delta_1}{\lambda_1} = \frac{\delta_2}{\lambda_2} \quad (7.15)$$

$$\frac{\delta_1}{\lambda_1} = \frac{\delta_2}{\lambda_2} = 0,00023 \text{ (м}^2 \cdot \text{К)}/\text{Вт}$$

Термическое сопротивление стенки из стали рассчитаем по формуле (7.16):

$$\frac{\delta_{cm}}{\lambda_{cm}} = 0,000064 \text{ (м}^2 \cdot \text{К)}/\text{Вт} \quad (7.16)$$

Коэффициент теплопередачи рассчитывается по формуле (7.17):

$$k = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta_1}{\lambda_1} + \frac{\delta_{cm}}{\lambda_{cm}} + \frac{\delta_2}{\lambda_2} + \frac{1}{\alpha_2}}, \quad (7.17)$$

$$k = \frac{1}{\frac{1}{10819,9} + 0,00023 + 0,000063 + 0,00023 + \frac{1}{15808,5}} = 6423,46 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$$

Общая поверхность теплопередачи по формуле (7.18), м^2

					$\dot{Q}_a = \frac{Q}{k \cdot \Delta t},$	13.03.01.2018.060.11 ПЗ	(7.18)
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			51

$$F_a = \frac{13,137 \cdot 10^6}{6423,46 \cdot (90 - 82,5)} = 272,7 \text{ м}^2$$

В соответствии с расчетом необходимая поверхность теплообмена составила 272,7 м².

Предполагается установка двух сборных пластинчатых теплообменника типа НН№50 производителя ЗАО «Ридан» [42], характеристики данного теплообменника сведены в таблицу 7.1.

Таблица 7.1 – Характеристики теплообменного аппарата НН№50 [44]

Параметры	Значение	
	Гор.среда	Хол. среда
Расход, кг/с	40,0	52,0
Температура на входе, °С	115,0	70,0
Температура на выходе, °С	75,0	95,0
Тепловая нагрузка, мВт	7,1	
Общее количество пластин, шт	89,0	
Площадь поверхности теплообмена, м ²	142,3	
Расчетная температура, °С	115,0	

7.4 Выбор оборудования для ИТП жилого дом ул. Лизы Чайкиной, 42

Тепловой пункт (ТП) — комплекс устройств, состоящий из элементов тепловых энергоустановок, обеспечивающих присоединение этих установок к тепловой сети, их работоспособность, управление режимами теплопотребления, преобразование, регулирование параметров теплоносителя и распределение теплоносителя.

Индивидуальный тепловой пункт (ИТП). Используется для обслуживания одного потребителя (здания или его части). Как правило, располагается в подвальном или техническом помещении здания, однако, в силу особенностей обслуживаемого здания, может быть размещён в отдельностоящем сооружении.

Основные функциональные блоки ИТП:

1. Узел ввода теплоносителя
2. Узел учета тепла
3. Узел согласования давлений
4. Узел подключения ГВС
5. Узел подключения системы отопления
6. Узел подпитки

Проведем выбор оборудования для ИТП пятиэтажного дома по адресу ул. Лизы Чайкиной, 42.

Узел ввода теплоносителя состоит из арматуры (стальных шаровых кранов	Лист
КННЦФ-50-0-25-02 и стальных шаровых кранов Ideal 90, York 103), грязевика	13.03.01.2018.060.11/13
Изм.	Лист
№ докум.	Подпись
Дата	Дата

569.00.000-01 (фильтр грубой очистки), сетчатого фильтра ИТАР 192 (фильтра тонкой очистки), манометров ТМ 310Р.00 и термометров ТБ-2Р-63.

Узел учета тепла состоит из двух расходомеров Danfoss SONO 1500 СТ (по одному на подающем и обратном трубопроводах) и датчиков температуры теплоносителя.

Узел согласования давлений необходим для поддержания постоянного перепада давления теплоносителя на исполнительных механизмах регулирующих устройств систем теплоснабжения (на регуляторах температуры), обеспечения давления теплоносителя в трубопроводе в пределах, допустимых для элементов системы и самого теплового пункта, гарантирования заполнения системы теплоносителем и защиты ее от опорожнения, обеспечения невискипания перегретого теплоносителя в верхних точках систем теплоснабжения, осуществления автоматической балансировки тепловых сетей и ограничения предельного расхода теплоносителя. Узел согласования давлений состоит из регулятора давления прямого действия Danfoss AVP.

Узел присоединения системы ГВС состоит из двухступенчатого теплообменника на ГВС и необходим для поддержания необходимого уровня температуры теплоносителя в системе ГВС[28].

Узел присоединения системы отопления в ИТП независимой системы состоит из теплообменника Ridan НН-20-16/1-11-ТК, обеспечивающего и поддерживающего температуру теплоносителя в контуре системы отопления, а также защищающий систему в случае гидроударов.

Узел подпитки обеспечивает заполнение системы отопления и поддержание минимально допустимого давления в системе. Узел состоит из регулятора подпитки, подпиточного насоса и расширительного мембранного бака VALTEC VT.RV.R.060080, предназначенного для приема теплоносителя при его нагреве.

7.4.1 Выбор циркуляционного насоса

Подбор циркуляционного насоса производится по двум параметрам: расходу теплоносителя в системе отопления и напору на преодоление всех сопротивлений в системе.

Напор насоса определяется по формуле (7.19):

$$\Delta p_{\text{ЦН}}^{\text{мп}} = (\Delta p_{\text{ОЦК}} + \Delta p_{\text{АБК}}^{\text{ОЦК}} + \Delta p_{\text{ТР}} + \Delta p_{\text{ТО}}) \cdot 1,1 \quad (7.19)$$

где $\Delta p_{\text{АБК}}^{\text{ОЦК}}$ – потери давления на автоматическом балансировочном клапане, установленном на ОЦК, Па.

$\Delta p_{\text{ТР}}$ – потери давления на терморегуляторе, установленном на ОЦК, Па

$\Delta p_{\text{ТО}}$ – потери давления на теплообменнике, установленном в ИТП, Па

$$\Delta p_{\text{ЦН}}^{\text{мп}} = (20000 + 14870 + 10000 + 8434) \cdot 1,1 = 58615 \text{ Па} = 5,94 \text{ м}$$

Расход циркуляционного насоса определяется по формуле (7.20):

$$G_{\text{ЦН}} = G_{\text{ЖЧ}} + G_{\text{ЛК}} \quad (7.20)$$

где $G_{\text{ЖЧ}}$ – расход теплоносителя в системе отопления, м³/ч;

Лист

53

$G_{ЛК}$ – расход теплоносителя в системе отопления лестничных клеток здания, м³/ч.

$$G_{ЦН} = 3083 + 318 = 3401 \text{ кг/ч} = 3,41 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Установим насос Wilo TOP S 40/7 у которого расход $G_{ЦН}$ составляет 4 м³/ч, а напор $\Delta p_{ЦН}^{мп} = 7$ м.

7.4.2 Выбор теплообменника

Теплообменник устройство, передающее тепло от одного источника теплоты другому, исключая при этом непосредственный контакт теплоносителей. Поэтому теоретически теплообменник можно установить в любой системе отопления, главное чтобы от этого была польза, поскольку стоимость самой системы отопления при этом возрастает прямо пропорционально нагрузке, или попросту стоимости самого устанавливаемого теплообменника с регулирующей измерительной и контрольной аппаратурой.

Главная область применения теплообменников в системе отопления это независимая система теплоснабжения.

Исходные данные:

Массовый расход нагреваемого теплоносителя (сетевая вода):

$$G_2 = 2,06 \text{ т/ч} = 0,57 \text{ кг/с};$$

$$\text{Объемный расход нагреваемого теплоносителя: } V_2 = G_2/\rho_2 = 0,00057 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\text{Начальная температура нагреваемого теплоносителя: } t'_2 = 60 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$\text{Конечная температура нагреваемого теплоносителя: } t''_2 = 80 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$\text{Начальная температура греющего теплоносителя: } t'_1 = 95 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$\text{Конечная температура греющего теплоносителя: } t''_1 = 70 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$\text{Рабочее давление в аппарате: } p = 1,6 \text{ МПа} = 16 \text{ бар};$$

$$\text{Располагаемый напор со стороны греющего теплоносителя: } \Delta p_1 = 55,46 \text{ кПа} = 5655 \text{ кгс/м}^2;$$

$$\text{Располагаемый напор со стороны нагреваемого теплоносителя: } \Delta p_2 = 60 \text{ кПа} = 6000 \text{ кгс/м}^2.$$

Теплофизические свойства котловой воды при средней температуре $t^{cp}_1 = (95+70)/2 = 82,5$ °С [прил.9 соколов 3]:

$$\text{Плотность: } \rho_1 = 961,85 \text{ кг/м}^3;$$

$$\text{Удельная теплоёмкость: } c_1 = 4212 \text{ Дж/кг}\cdot^\circ\text{C};$$

$$\text{Коэффициент теплопроводности: } \lambda_1 = 0,681 \text{ Вт/м}\cdot^\circ\text{C};$$

$$\text{Кинематическая вязкость: } \nu_1 = 0,31 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}.$$

Теплофизические свойства сетевой воды при средней температуре $t^{cp}_2 = (80+60)/2 = 70$ °С [прил.9 соколов 3]:

$$\text{Плотность: } \rho_2 = 971,8 \text{ кг/м}^3;$$

$$\text{Удельная теплоёмкость: } c_2 = 4195 \text{ Дж/кг}\cdot^\circ\text{C};$$

$$\text{Коэффициент теплопроводности: } \lambda_2 = 0,674 \text{ Вт/м}\cdot^\circ\text{C};$$

$$\text{Кинематическая вязкость: } \nu_2 = 0,357 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}.$$

Расчет произведен аналогично расчету из пункта (7.3).

Таким образом, выбираем теплообменник Ридан НН-20-16/1 с числом пластин $N=39$

ШГ.				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.01.2018.060.11 ПЗ

Лист

54

7.4.2 Подбор грязевика

Для расхода теплоносителя $G = 3401$ кг/ч подбираем диаметр трубопроводов: $D = 57$ мм, $\omega = 0,46$ м/с, $R = 64$ Па/м.

Принимаем скорость течения теплоносителя в грязевике равной $0,05$ м/с.

Находим требуемую площадь сечения грязевика по формуле (7.21):

$$F = \frac{G}{\omega} \quad (7.21)$$

$$F = \frac{3401}{0,05 \cdot 3600 \cdot 1000} = 0,019 \text{ м}^2$$

Находим требуемый диаметр грязевика по формуле (7.22):

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot F}{\pi}} \quad (7.22)$$

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,019}{3,14}} = 0,16 \text{ м}$$

Принимаем к установке Грязевик ТС-569.00.000-01 Ду = 50 мм, Dк = 159 мм. Производство компании «Теплотех-Комплект»

7.4.3 Подбор расширительного мембранного бака

Объем расширительного мембранного бака определяется по формуле (7.23):

$$V_{pб} = \frac{V_{co} \cdot \beta}{1 - \frac{p_n}{p_k}} \quad (7.23)$$

где β – коэффициент температурного расширения теплоносителя,
 $\beta = 0,03965 \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$;

V_{co} – объем системы отопления, м^3 .

$$V_{co} = Q_{co} \cdot v_o \quad (7.24)$$

где $v_{CO} = 15 \text{ кВт}^{-1}$ – удельный объем системы отопления;

p_n – начальное давление в системе, бар: $p_n = p_2^{COmin} + 1$;

p_k – конечное давление в системе, бар: $p_k = PN + 1$;

N – предел прочности, бар. Для конвекторов и стальных радиаторов принять 10 бар.

$$p_n = 1,32 + 0,5 + 1 = 2,82 \text{ бар}$$

$$p_k = 10 + 1 = 11 \text{ бар}$$

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					55

$$V_{pb} = \frac{1,032 \cdot 0,03965}{1 - \frac{2,82}{11}} = 0,0552 \text{ м}^3 = 55,2 \text{ л}$$

К установке принимаем расширительный мембранный бак VALTEC VT.RV.R.060080 объемом 80 л.

					<i>13.03.01.2018.060.11 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		56

8 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

Актуальность энергосбережения в России обусловлена следующими основными причинами:

- необходимостью обеспечения устойчивых темпов развития экономики и конкурентоспособности отечественных товаров.;
- потребностью обеспечения населения страны и ее хозяйственного комплекса необходимыми топливно-экономическими ресурсами;
- важностью сохранения топливно-энергетических ресурсов для будущих поколений;
- необходимостью обеспечения экологической безопасности;
- большими, чем в других странах, затратами на обеспечение жизнедеятельности;
- усложнением условий добычи и транспортировки ТЭР;
- высокими затратами на ввод в действие новых энергетических объектов [Клименко].

В декабре 2010 г. в Российской Федерации принята государственная программа «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 года». Общими целями этой программы являются: снижение потребления топлива, затрат на энергию и различного рода потерь [5].

Настоящий закон устанавливает основные принципы энергосберегающей политики государства, а именно:

- Приоритет эффективного использования энергоресурсов;
- Любой товар, произведенный или импортируемый на территории РФ, должен пройти сертификацию и содержать полную информацию об их энергетической эффективности;
- Устанавливает необходимость соответствия энергоэффективности зданий и сооружений требованиям правил, утвержденных правительством РФ;
- Любые производимые, передаваемые и потребляемые энергоресурсы в обязательном порядке подлежат учету [1];
- Бюджетные учреждения обязаны снизить не менее чем на 15% объемы потребления энергоресурсов от уровня потребления в 2009 году в течении 5 лет начиная с 2010 году, причем ежегодные темпы снижения потребления должны составлять не менее 3%.

С учетом специфики различных секторов экономики, определены подпрограммы объединяющие группы однотипных мероприятий. В частности, подпрограмма «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в теплоснабжении и системах коммунальной инфраструктуры» предполагает [4]:

- модернизацию и реконструкцию котельных;
- ликвидацию неэффективно работающих котельных;
- передачу тепловой нагрузки на эффективную когенерацию, снижение на этой основе затрат топлива на выработку тепла.

На эксплуатируемых в настоящее время котельных можно выявить следующие недостатки.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Исследование 2018 года; 11 ПЗ	Лист
						57

- отсутствие систем автоматики или их низкая эффективность;
- несовершенство газогорелочных устройств;
- плохая теплоизоляция;
- образование отложений на поверхностях нагрева;
- неплотности газоходов

Исходя из этого можно предложить направления реконструкции и модернизации котельных [34].

- Снижение потерь теплоты с уходящими газами;
- поддержание оптимального коэффициента избытка воздуха в топке котла и снижение присосов воздуха по его тракту;
- поддержание чистоты внутренней и наружной поверхностей нагрева, что позволяет увеличить коэффициент теплопередачи;
- увеличение площадей хвостовых поверхностей нагрева;
- перевод котлов на природный газ.

Для уменьшения интенсивности образования солевых отложений на поверхностях теплообмена предполагается совершенствование системы водоподготовки. В зависимости от требуемых показателей качества воды (жесткость, окисляемость, сухой остаток, содержание взвешенных веществ) рекомендуют ту или иную технологию водоподготовки (фильтрование, отстаивание, осаждение, десорбция, химводоочистка)).

Замена обмуровки котлов малой мощности из традиционных материалов позволяет снизить теплопотери в определённой среде за счёт теплоотдачи с наружных нагретых поверхностей в 1,5-2 раза, что повысит общий КПД котельной на 1,5-2% [34].

В работе предполагается перевести котельную на двухконтурную схему работы. С точки зрения энергосбережения это обосновано, во-первых, современными требованиями, а во-вторых, надёжностью и бесперебойностью работы оборудования. Тепловые сети в данном районе построены давно и имеют постоянные утечки теплоносителя, требуют постоянного ремонта, так же на многих участках образуется коррозия, что приводит к переносу в тепловой сети механических частиц. Рубашка котла имеет цельный корпус с патрубками в верхней части, следовательно, при попадании в нее механических частиц, чистка рубашки котла не представляется возможной, и котел быстро выходит из строя. Также химводоподготовка для котельного контура дороже, чем для теплосети, следовательно, утечки теплоносителя негативно отразятся и в финансовом плане.

Предполагается установка частотных регуляторов приводов насосов для того, чтобы регулировать их параметры и работу в зависимости от требуемого расхода. Насос не будет работать постоянно на полную мощность, а при необходимости снижения подачи перепускать часть воды из выходного патрубка во входной. Вместо этого будет регулироваться частота вращения для обеспечения требуемой подачи, что позволит снизить энергопотребление котельной на собственные нужды.

В котельной предполагается установить новую систему автоматики, которая позволит сделать котельную автономной, то есть не требующей вмешательства человека в работу, что позволит исключить отказы и сбои, связанные с человеческим фактором

Пластинчатые теплообменники имеют большие преимущества перед используемыми кожухотрубными теплообменниками, они компактнее, практичнее, имеют более высокий по сравнению с ними коэффициент теплопередачи, меньшую металлоемкость.

Примененные в проекте технологические решения позволяют снизить расход топлива и использовать теплоту сгорания этого топлива более рационально, что обеспечит высокую окупаемость проекта, а так же соответствует всем требованиям по энергосбережению.

					<i>13.03.01.2018.060.11 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		59

9 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ

При сжигании органического топлива образуются оксиды углерода, серы, азота, соединения свинца, сажа, углеводороды, в том числе канцерогенные, например бензопирен, и другие вещества в твердом, жидком и газообразном состоянии [30].

Необходимо удаление во внешнюю среду и рассеивание продуктов сжигания топлива, для этого необходимо установить дымовую трубу, которая бы позволяла достигать допустимой концентрации вредных веществ в приземном слое атмосферы. Для определения диаметра и высоты трубы необходимо провести соответствующие расчеты для зимнего режима работы котельной и для летнего. Для начала необходимо определить выброс вредных веществ, образующихся при горении топлива [24].

При сжигании природного газа в топочной камере образуется в основном окись азота NO (более 95%). Образование двуокиси азота NO₂ за счет окисления NO происходит при низких температурах и требует значительного времени.

Проведем расчет существующей высоты дымовой трубы на летний и зимний режимы работы по методике, изложенной в [24].

Выброс окислов азота, г/с, рассчитывается по NO₂ [24].

Для котлов малой мощности (9.1):

$$M_{NO_2} = 0,001 \cdot B \cdot Q_n^p \cdot K_{NO_2} \cdot (1 - \beta), \quad (9.1)$$

Для определения расхода и параметра K_{NO_2} необходимо знать расчетную температуру наружного воздуха и требующуюся нагрузку на отопительную котельную.

Расчет дымовой трубы должен выполняться с учетом работы котельной при ее максимально возможной мощности с учетом расширения. Расчет концентрации должен выполняться при работе котельной с тепловыми нагрузками, соответствующими средней температуре наиболее холодного месяца и летнему режиму.

9.1 Расчет дымовой трубы

Для Челябинска средняя температура самого холодного месяца (января) равна $t_n = -16^\circ\text{C}$ [12] средняя температура самого жаркого месяца (июль) $t_n = 24,7^\circ\text{C}$. Топливо - природный газ газопровода Бухара – Урал, характеристики приведены в таблице 9.1. Расчет выбросов проводится только для NO_x, так как газ – топливо беззольное.

Таблица 9.1 – Характеристика топлива

Состав газа по объему, %							$Q, \text{кДж/м}^3$
CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	N ₂	CO ₂	
94,9	3,2	0,4	0,1	0,1	0,9	0,4	33472
<i>13.03.01.2018.060.11 ПЗ</i>							Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			60

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

Согласно паспорту промышленная труба кирпичная, высотой $H=10$ метров с диаметром устья $D=1,5$ метра. Произведем расчет объемов продуктов сгорания, результаты приведены в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Результаты расчета объемов продуктов сгорания топлива

Наименование величин	Обозначение	Размерность	Значение
Коэффициент избытка воздуха	α	-	1,1
Теоретический объем воздуха	V^0	$\text{м}^3/\text{М}^3$	2,845
Теоретический объем трехатомных газов	$V_{RO_2}^0$	$\text{м}^3/\text{М}^3$	0,709
Теоретический объем водяных паров	$V_{H_2O}^0$	$\text{м}^3/\text{М}^3$	1,741
Теоретический объем двухатомных газов	$V_{N_2}^0$	$\text{м}^3/\text{М}^3$	1,429
Действительный объем продуктов сгорания	V_T	$\text{м}^3/\text{М}^3$	10,893

Расчетный объем продуктов сгорания при условиях выхода (9.2):

$$V_p = \frac{P_{i0} \cdot V_a \cdot \dot{Q}}{D \cdot \dot{Q}_{i0}} \quad (9.2)$$

где $T = 115^\circ\text{C} = 388,15 \text{ К}$ – температура дымовых газов на выходе из котла;
 $P = 742 \text{ мм.рт.ст}$ – атмосферное давление.

$$V_p = \frac{760 \cdot 10,893 \cdot 388,15}{741 \cdot 273,15} = 8,89 \text{ м}^3/\text{М}^3$$

9.2 Расчет максимальной приземной концентрации выбросов из дымовой трубы

9.2.1 Зимний период

В зимний период работают 2 котла Viesmann Vitomax 100 M148A мощностью 5 МВт каждый, 1 котел Viesmann Vitomax 100 M148B мощностью 6 МВт.

Расход топлива на котлы Viesmann Vitomax 100 M148A:

$$B_1 = 0,186 \text{ м}^3/\text{с}$$

$\eta = 95,5\%$ – КПД котла.				13.03.01.2018.060.11 ПЗ		Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись			Дата

Расход топлива на котел Viesmann Vitomax 100 M148B:

$$B_2 = 0,202 \text{ м}^3/\text{с}$$

Общий расход топлива:

$$B = (X \cdot B_1) + B_2 = (2 \cdot 0,186) + 0,222 = 0,594 \text{ м}^3/\text{с}$$

Объем продуктов сгорания, образующихся при работе котлов (9.3):

$$V = V_p \cdot B, \quad (9.3)$$

$$V = 8,89 \cdot 0,594 = 6,36 \text{ м}^3/\text{с}$$

9.2.2 Летний период

В летний период работает один котел Viesmann Vitomax 100 M148A
Расход топлива:

$$B_1 = 0,186 \text{ м}^3/\text{с}$$

Объем продуктов сгорания, образующихся при работе котла:

$$V = 8,89 \cdot 0,186 = 2,124 \text{ м}^3/\text{с}$$

9.3 Расчет выброса оксидов азота

9.3.1 Зимний период

Суммарное количество оксидов азота, выбрасываемых в атмосферу с дымовыми газами (9.4):

$$M_{NO_2} = 0,001 \cdot B \cdot Q_n^p \cdot K_{NO_2} \cdot (1 - \beta), \quad (9.4)$$

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

Q_n^p – низшая теплота сгорания топлива, $\text{МДж}/\text{м}^3$;

K_{NO_2} – параметр, характеризующий количество окислов азота;

образующихся на МДж теплоты, $\text{кг}/\text{МДж}$. Этот параметр определяется по графику в зависимости от мощности котла;

β – коэффициент, зависящий от степени снижения выбросов окислов азота в результате применяемых технических решений, примем равным 0.

Для водогрейных котлов $\beta_1 = 1$

Найдем k по формуле (9.5):

$$k = \frac{2,5 \cdot Q_\phi}{20 + Q_n}, \quad (9.5)$$

где Q_n и Q_ϕ – номинальная и фактическая теплопроизводительность котла $\text{Гкал}/\text{ч}$.

Коэффициент, характеризующий выход окислов азота на 1т. сожженного условного топлива, для ViesmannVitomax 100 M148A:

$$k_1 = 2 \cdot \frac{2,5 \cdot 5}{20 + 5} = 1 \text{ кг/т}$$

Коэффициент, характеризующий выход окислов азота на 1т сожженного условного топлива, для ViesmannVitomax 100 M148B:

$$k_2 = \frac{2,5 \cdot 6}{20 + 6} = 0,58 \text{ кг/т}$$

Количество окислов азота выбрасываемых с котлов ViesmannVitomax 100 M148A:

$$M_{NO_2}^1 = 0,001 \cdot 0,372 \cdot 33472 \cdot 1 \cdot (1 - 0,002 \cdot 0,15) = 0,202 \text{ г/с}$$

Количество окислов азота выбрасываемых с котла ViesmannVitomax 100 M148A:

$$M_{NO_2}^2 = 0,001 \cdot 0,222 \cdot 33472 \cdot 0,58 \cdot (1 - 0,002 \cdot 0,15) = 0,117 \text{ г/с}$$

Суммарное количество окислов азота, выбрасываемых в атмосферу с дымовыми газами:

$$M_{NO_2} = 0,202 + 0,117 = 0,319 \text{ г/с}$$

9.3.2 Летний период

Количество окислов азота выбрасываемых с котла Viesmann Vitomax 100 M148A:

$$M_{NO_2}^1 = 0,001 \cdot 0,186 \cdot 33472 \cdot 0,5 \cdot (1 - 0,002 \cdot 0,15) = 0,101 \text{ г/с}$$

Суммарное количество окислов азота, выбрасываемых в атмосферу с дымовыми газами:

$$M_{NO_2} = 0,101 \text{ г/с}$$

9.4 Расчет концентрации вредных веществ

Расчет рассеивания выбросов ведется в соответствии с СН-369-74, согласно которым минимальная высота трубы определяется из условия, что максимальная концентрация вредного вещества в приземном слое C_m не превосходит максимально разовую ПДК этого вещества в атмосферном воздухе(9.5).

$$C_m \leq ПДК \quad (9.5)$$

В соответствии с этим уравнением минимально допустимая высота трубы H , м, при которой обеспечивается значение C_m , равное ПДК, при наличии $Z_{труб}$ одинаковой вы-

соты и выброса при температуре выбрасываемых газов большей температуры атмосферного воздуха, может быть рассчитана по формуле (9.6):

$$H = \sqrt{AFnm\eta \frac{M}{ПДК} \sqrt{\frac{Z}{V_1 \Delta T}}} \quad (9.6)$$

где M – расход выбрасываемого в атмосферу вещества, г/с;

ΔT – разность температур выбрасываемых газов и атмосферного воздуха;

V_1 – полный расход дымовых газов на срезе (устье) трубы, м³/с;

$A = 160$ – коэффициент, учитывающий рассеивающие свойства атмосферы при неблагоприятных метеорологических условиях.

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

η – поправочный коэффициент на рельеф. Если перепад высот в местности размещения источника выбросов не превышает 50 м на 1 км или препятствия (откосы, каньоны, горная гряда и т.п.) удалены более чем на 50Н, то $\eta = 1$;

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

Проведем расчет минимальной высоты дымовой трубы для зимнего режима работы котельной. Подберем ее высоту и диаметр из стандартных;

$ПДК_{NO_2} = 0,085 \text{ мг/м}^3$ – предельно допустимая концентрация окислов азота.

Определим максимальную концентрацию выбросов в летнем режиме для выбранной трубы и сравним ее с предельно допустимой концентрацией.

9.4.1 Зимний период

Диаметр устья существующей трубы $D_0 = 1,5 \text{ м}$

Средняя скорость выхода газовой смеси из устья источника выброса (9.7):

$$\omega_0 = \frac{4 \cdot V_1}{\pi \cdot D_0^2}, \quad (9.7)$$

$$\omega_0 = \frac{4 \cdot 6,36}{3,14 \cdot 1,5^2} = 8,1$$

Средняя скорость выхода газовой смеси из устья существующей дымовой трубы оптимальна.

Разность между температурой выбрасываемых газов и средней температурой воздуха наиболее холодного месяца (9.8):

$$\Delta T = t_{yx} - t_{нхм}, \quad (9.8)$$

										Лист
										64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.01.2018.060.11 ПЗ					

Температура уходящих газов после котлов Viessmann Vitomax 100 M148A $t_{yx} = 140^{\circ}\text{C}$

Средняя температура уходящих газов:

$$t_{yx} = 0,66 \cdot 140 + 0,33 \cdot 140 = 150^{\circ}\text{C}$$

$$\Delta T = 150 - (-16) = 168^{\circ}\text{C}$$

Высота существующей дымовой трубы $H=15$ м

Вспомогательные величины (9.9) и (9.10):

$$f = \frac{10^3 \cdot \omega_o^2 \cdot D_o}{h^2 \cdot \Delta T}, \quad (9.9)$$

$$v_i = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{V \cdot \Delta T}{h}}, \quad (9.10)$$

$$f = \frac{10^3 \cdot 8,1^2 \cdot 1,5}{10^2 \cdot \Delta T} = 0,73$$

$$v_i = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{6,36 \cdot 168}{10}} = 2,11$$

Коэффициенты, учитывающие подъем факела над трубой(9.11):

При $f < 100$:

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1\sqrt{f} + 0,34\sqrt[3]{f}}, \quad (9.11)$$

При $v_m \geq 2$: $n = 1$;

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1\sqrt{0,73} + 0,34\sqrt[3]{0,73}} = 0,851$$

Максимальная приземная концентрация вредных веществ, при выбросе из одиночного источника(9.12):

$$C_M = \frac{A \cdot M \cdot F \cdot m \cdot n}{h_{\min}^2 \cdot \sqrt[3]{V \cdot \Delta T}}, \quad (9.12)$$

$$\tilde{N}_i = \frac{160 \cdot 0,319 \cdot 1 \cdot 0,851 \cdot 1}{10^2 \cdot \sqrt[3]{6,36 \cdot 168}} = 0,049 \text{ мг/м}^3$$

Максимальная концентрация выбросов NO_2 в зимний период не превышает ПДК $_{\text{NO}_2}$ =0,085 мг/м³

9.4.2 Летний период

13.03.01.2018.060.11 ПЗ

Лист

65

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Средняя скорость выхода газозадушной смеси из устья источника выброса рассчитаем по формуле (9.7):

$$\omega_0 = \frac{4 \cdot 2,124}{3,14 \cdot 1} = 2,7 \text{ м/с}$$

Средняя температура уходящих газов:

$$t_{yx} = 1 \cdot 140 = 140^\circ\text{C}$$

Разность между температурой выбрасываемых газов и средней температурой воздуха наиболее холодного месяца:

$$\Delta T = 140 - 24,7 = 115,3^\circ\text{C}$$

Вспомогательные величины:

$$f = \frac{10^3 \cdot 2,7^2 \cdot 1,5}{10^2 \cdot \Delta T} = 0,73$$

$$v_i = 0,65 \cdot \sqrt[3]{\frac{2,124 \cdot 115,3}{10}} = 1,05$$

Коэффициенты, учитывающие подъем факела над трубой (9.11):

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1\sqrt{0,28} + 0,34\sqrt[3]{0,28}} = 1,202$$

Максимальная приземная концентрация вредных веществ, при выбросе из одиночного источника (9.12):

$$\tilde{N}_i = \frac{160 \cdot 0,101 \cdot 1 \cdot 0,202 \cdot 1}{10^2 \cdot \sqrt[3]{2,124 \cdot 115,3}} = 0,018$$

Максимальная концентрация выбросов NO₂ в летний период не превышает ПДК_{NO2}=0,085 мг/м³

					13.03.01.2018.060.11 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

10 КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ И АВТОМАТИКА

Надежная, экономичная и безопасная работа котельной с минимальным числом обслуживающего персонала может осуществляться только при наличии теплового контроля, автоматического регулирования и управления технологическими процессами средств сигнализации, блокировок и защиты оборудования. Схема автоматизации разработана в соответствии с требованиями [10] и представлена на плакате [Приложение].

Для автоматизации и теплового контроля применяются серийно выпускаемые приборы и регуляторы. Общими задачами контроля и управления работой котельной являются обеспечение:

- выработки в каждый момент времени необходимого количества теплоты с определенными параметрами;
- экономичности сжигания топлива и сведения потерь теплоты к минимуму;
- рациональности использования электроэнергии для собственных нужд котельной установки;
- надежности и безопасности, то есть установление и сохранение нормальных режимов работы, как котельного агрегата, так и вспомогательного оборудования.

Тепловой контроль заключается в постоянном или периодическом измерении параметров протекающих процессов при помощи соответствующих средств, передаче данных на управляющий контроллер и при необходимости, регистрации полученных результатов. На северной стене котельной установлен датчик с помощью которого регулируется тепловая нагрузка в зависимости от температуры наружного воздуха.

Автоматическое регулирование и управление включает в себя автоматическое поддержание, без участия человека, в течение определенного промежутка времени с требуемой точностью заданных режимов технологического процесса, а также автоматический пуск и остановку различных приводов и двигателей, отдельных узлов механизмов и агрегатов в целом.

Сигнализация предназначена для передачи сигналов, информирующих обслуживающий персонал о состоянии оборудования и отклонении контролируемых параметров от нормы. Сигнализация различается на предупредительную, исполнительную и аварийную. Защита применяется для предотвращения повреждений оборудования при возникновении аварийных ситуаций, например таких как пожар в котельной. После срабатывания сигнализации сигнал по GSM-модему в виде смс-оповещения отправляется ответственному лицу. В смс-оповещениях отражается следующая информация:

- о пожаре в котельной;
- о несанкционированно входе в котельную;
- общий сигнал аварии в котельном зале;
- об аварийном срабатывании отсечного клапана;
- аварийной концентрации метана воздуха котельной;
- аварийной концентрации оксида углерода воздуха котельной.

										Лист
										67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.01.2018.060.11 ПЗ

Устройства автоматической защиты прерывают контролируемый процесс или обеспечивают другие меры устранения или предотвращения аварийных ситуаций [40].

10.1 Автоматика котельного агрегата

В котельной для каждого котла предусмотрен свой щит управления, который передает сигналы на главный контроллер управления котельной.

В соответствии с [13] для водогрейных котлов при сжигании газообразного топлива следует предусматривать устройства, автоматически прекращающие подачу топлива к горелкам при:

- повышении или понижении давления газообразного топлива перед горелками;
- понижении давления жидкого топлива перед горелками за регулирующей арматурой;
- понижении давления воздуха перед горелками с принудительной подачей воздуха;
- уменьшении разрежения и/или повышении давления в топке;
- погасании факелов горелок, отключение которых при работе котла не допускается;
- повышении температуры воды на выходе из котла;
- уменьшении расхода воды через котел;
- неисправности цепей защиты.

В котельной следует предусматривать светозвуковую сигнализацию:

- срабатывания защиты;
- повышения и понижения давления газообразного топлива в общем газопроводе к котлам;
- понижения давления воды в каждой питательной магистрали;
- понижения и повышения давления воды в обратном трубопроводе тепловой сети
- отсутствия напряжения на рабочем и резервном вводах питания

В качестве дополнительной защиты от превышения давления также можно использовать ограничительный прессостат давления по воде, отключающий горелку при достижении предельного давления воды на выходе из котла. Между котлом и датчиком давления не допускается установка запорных устройств. При опускании уровня ниже датчика или падения давления ниже установленного защита останавливает горелку и предотвращает выкипание. В том случае если вода в котле закипела, воду можно добавить только после охлаждения котла. Повторное включение котла допускается выполнять в установленном порядке после устранения причины повреждения котла. Защита от вскипания может включаться:

- при недостатке воды (например, выпуск воды при снижении расхода воды ниже минимального для данной теплопроизводительности);
- при вскипании воды, если статическое давление не достаточно высокое по сравнению с давлением насыщения при заданной рабочей температуре;
- при неисправности других систем защиты котла.

Для предупреждения низкотемпературной коррозии в котле необходимо, чтобы температура поверхностей, контактирующих с дымовыми газами не снижалась ниже точки росы дымового газа. Для этого температура обратной воды котла не должна опускаться

ниже 60 °С. Температуру воды из сети можно повысить до ее поступления в котел.

10.2 Автоматика вспомогательного котельного оборудования

Перед каждой группой насосов нужно установить реле давления (прессостат). Данный прибор обеспечивает контроль за давлением в системе и реагирует включением, отключение электрических контактов в случае отклонения от номинального настроенного давления, в пределах установленных при его настройке.

Необходимо установить датчики нижнего и верхнего уровней в подпиточном баке. При уровне воды ниже определенного значения сигнал поступает на контроллер, который включает повысительные насосы а так же насос-дозатор системы химводоподготовки, после заполнения бака до верхнего уровня, сигнал поступает на контроллер и повысительные насосы останавливаются.

Необходимо устанавливать приборы контроля содержания оксида углерода в помещении.

Управление насосами а так же системой подпитки и химводоподготовки осуществляется с помощью контроллера «Logo». Он обрабатывает сигналы с насосов, включает индикатор неисправности при необходимости. Предусмотрены ключи переключения режимов на ручной и автоматический. В ручном режиме выбирается рабочий насос, а в автоматическом режиме рабочий и резервный насосы переключаются по времени или по аварии одного из них. Также на блок приходит сигнал с главного контроллера, который с помощью частотных регуляторов приводов может корректировать работу насосов в зависимости от нагрузки.

Все оборудование котельной связано в единую систему, которая обеспечивает комплексное взаимодействие модулей. Управляет системой контроллер Vitotronic 300, поддерживающий возможность управления каскадом из 3 котлов, обеспечивая их экономичную работу. Он анализирует сигналы с каждого блока, и по заданным алгоритмам отправляет управляющие сигналы на соответствующее оборудование.

Кроме приборов, выведенных на контроллер, применяется местная установка контрольно – измерительных приборов:

- термометров для измерения температур воды; манометров для измерения давления;
- различных тягометров и газоанализаторов;
- расходомеров;
- запально-сигнализирующих устройств;
- реле протока и расходомеров.

На шкале манометра должна быть нанесена красная черта на уровне деления, соответствующего рабочему давлению для данного элемента с учетом добавочного давления от веса столба жидкости. Манометр должен быть установлен так, чтобы его показания были отчетливо видны обслуживающему персоналу, при этом шкала его должна быть расположена вертикально или с наклоном вперед до 30° для улучшения видимости показаний. Для водогрейных котлов приборы для измерения температуры воды

должны быть установлены на входе и выходе воды. Допустимая температура горячей воды должна быть отмечена на шкале термометра красной чертой.

Благодаря установленным приборам и системе автоматики, котельная не нуждается в постоянно присутствующем персонале. Обход делает мастер котельной несколько раз в неделю.

11 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Безопасность жизнедеятельности – это наука, рассматривающая вопросы взаимодействия человека с технической и природной сферой. Система БЖД включает в себя разработку основных правил и рекомендаций по защите человека от различных негативных факторов. Объектом безопасности жизнедеятельности является человек, а предметом изучения БЖД – выработка безопасного и комфортного существования людей [21].

Целями БЖД являются: достижение безаварийных ситуаций и готовности к стихийным бедствиям и другим проявлениям природной среды; предупреждение травматизма; сохранение здоровья, работоспособности и качества полезного труда.

11.1 Безопасность производственных процессов и оборудования

В данной котельной предусматривается установка пластинчатых теплообменников для разделения контуров, насосного оборудования и оборудования водоподготовки. Максимальная температура нагрева воды составляет 105°C .

Котельная полностью автоматизирована и автономна, поэтому постоянного обслуживающего персонала в ней нет. Показания приборов и сигналы о сбоях или неполадках в работе поступают на удаленный пульт оператора. Ремонтно-обслуживающий персонал находится в помещении котельной только при обходах либо при устранении неисправностей.

В соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015 (ССБТ). «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»[28], неблагоприятные производственные факторы по результирующему воздействию на организм работающего человека подразделяют на:

- вредные производственные факторы, то есть факторы, приводящие к заболеванию, в том числе усугубляющие уже имеющиеся заболевания;
- опасные производственные факторы, то есть факторы, приводящие к травме, в том числе смертельной.[ГОСТ 12.0.003-2015 (ССБТ). «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»]

В помещении, где установлены котельные агрегаты и вспомогательное оборудование, к вредным производственным факторам для оператора котельной установки относят:

- а) физические факторы:
 - тепловое излучение (нагретые поверхности котельных агрегатов, трубопроводов пара и горячей воды);
 - повышенная температура воздуха рабочей зоны;

- пониженная влажность воздуха (менее 40 %);
- повышенный уровень шума (резкие перепады давления в трубопроводе, работа предохранительных клапанов, пробивание прокладок фланцевых соединений, движение газов в трубах с большой скоростью аэродинамические шумы);
- общая вибрация (при работе котельных агрегатов, при движении газов в трубах с большой скоростью);
- недостаточное освещение (естественное вследствие затененности оборудования, конструкций, искусственное вследствие плохой работы осветительных приборов).

б) химические факторы:

- окислы азотов NO_x(не более 0,04 мг/м³);
- окись углерода СО(не более 3 мг/м³).

в) психофизиологические:

- тяжесть трудового процесса (физическая динамическая нагрузка, статическая нагрузка);
- напряженность трудового процесса (интеллектуальные нагрузки, монотонность нагрузок, сменность работы).

г) травмоопасные:

- оборудование, работающее под давлением (котельные агрегаты, трубопроводы пара);
- высокая температура оборудования (трубопроводы пара и горячей воды)

Условия труда - совокупность факторов производственной среды и трудового процесса, которые оказывают влияние на здоровье и работоспособность человека в процессе труда.

Нормативные документы, регламентирующие параметры микроклимата:

СанПин 2.2.4.548 – 96 « Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений».[22]

ГОСТ 12.1.005 – 88 ССБТ «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны». [23]

Работы ведутся в производственном помещении с выделением тепла. Микроклимат помещения определяется действующими на организм человека сочетаниями температуры, влажности, скорости движения воздуха и теплого облучения.

В случае, когда эти параметры становятся неоптимальными для человека, нарушается функциональное и тепловое состояние человека, которое сопровождается напряжением реакции терморегуляции, ухудшением самочувствия.

Нормативный документ: СНиП 23-05-95* «Естественное и искусственное освещение. Нормы проектирования».[14]

Этот фактор возникает из-за плохой работы осветительных приборов и затененности оборудования и конструкций. Недостаточное освещение в помещении котельной может привести к повышению травматизма персонала, а в помещении щитовой – к ухудшению остроты зрения, нервному напряжению.

Нормы освещенности для котельной

Измерительные приборы, указатели уровня, тепловые щиты, пульта управления - не менее 50 лк

Фронт котлов, бункерное, дымососное, вентиляционное и компрессорное отделения, приборы автоматики, химводоочистка, приборы управления питанием котлов и топливоподачей - не менее 30 лк.

Помещения баков, деаэраторов, зольные помещения, площадки обслуживания котлов

и	места	за	котлами	-	не	менее 5	Лист
В	котельной	должно	предусматриваться	аварийное	освещение	от	источников
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			

13.03.01.2018.060.11 ПЗ

которые не связаны с общей освещенностью котельной. Аварийным освещением должны быть оборудованы:

- фронт котлов, а также проходы между котлами, сзади котлов и над котлами;
- тепловые щиты и пульты управления;
- водоуказательные и измерительные приборы;
- вентиляционная площадка;
- помещения для баков и деаэраторов;
- площадки и лестницы котлов;
- насосные помещения.

Нормативные документы по уровню шума:

ГОСТ 12.1.003-2014 «ССБТ. Шум. Общие требования безопасности». [35]

СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Санитарные нормы уровней шума на рабочих местах». [22]

Для оборудования, установленного на котельной характерны следующие виды шумов: механические, аэродинамические и гидродинамические. Шум – это беспорядочное распространение звука разной частоты, которое оказывает неблагоприятное воздействие на человека.

Котельной характерны аэродинамические шумы, которые возникают в результате резких перепадов давлений в трубопроводах, движения газов в трубах с большой скоростью, работы клапанов и т.д.

Повышенный уровень приводит к снижению остроты слуха, зрения, происходит нарушение работы сердечнососудистой системы.

Максимально допустимый уровень – 80дБА.

Для снижения уровня шума проводят следующие мероприятия:

- улучшение режима эксплуатации оборудования;
- центровка и балансировка механизмов;
- наложение шумовой изоляции.

Также, применяются средства индивидуальной защиты.

Нормативный документ по уровню вибрации: ГОСТ 12.1.012-2004 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования». [22]

Вибрация – это колебательное движение.

Оператор котельной попадает в категорию 3А – вибрация на постоянных рабочих местах производственных помещений предприятий. Воздействие вибрации негативно влияет на нервную, сердечнососудистую системы, вестибулярный аппарат. Длительное воздействие вибрации приводит к возникновению вибрационной болезни.

Для устранения вибраций котлы устанавливаются на отдельный фундамент, который виброизолирован от пола. Также применяют средства индивидуальной защиты: рукавицы, гасящие вибрацию и специальную обувь.

Нормативные документы, регламентирующие параметры микроклимата:

СанПин 2.2.4.548 – 96 « Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений». [33]

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

Источниками теплового излучения на водогрейной котельной являются котлоагрегаты, трубопроводы горячей воды.

При 50% и более облучаемой поверхности тела человека, интенсивность теплового облучения не должна превышать 35 Вт/м².

					13.03.01.2018.060.11 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		
					73	

Для обеспечения безопасности работников предусматриваются различные устройства. На котлах находятся предохранительные клапаны, срабатывающие при превышении допустимого давления. Устанавливаются термометры и манометры на прямой и обратной линиях трубопроводов. Для предупреждения пожаров вследствие утечки газа устанавливаются газоанализаторы непрерывного действия, место их расположения выбирается в наиболее вероятном месте утечек газа. На вводе газопровода в котельную расположен запорный клапан, который прекращает подачу газа в котельную при превышении загазованности помещения и при отключении электроэнергии. Также предусмотрены манометры на газопроводах перед каждой горелкой. Предусмотрена система автоматического извещения о пожаре. Трубопроводы окрашены по [9]: газопровод – желтый, вода – зеленый. В помещении вывешивается план эвакуации, и плакаты, показывающие основные безопасные методы работы.

При проведении работ на ключах управления электроприводами отключающей арматуры должны быть вывешены таблички: «Не включать! Работают люди»; на самой отключающей арматуре: «Не открывать! Работают люди» [6].

Запрещается загромождать проходы для обеспечения безопасного передвижения работников [6].

В соответствии с [6] для предотвращения травмирования персонала от падений предусмотрены мероприятия:

- ровные негладкие нескользящие полы с устройствами для отвода воды;
- ограждения опасных зон по периметру с вывешиванием предупреждающих табличек;

Для безопасного обслуживания и ремонта оборудования по [14] предусматривается совмещенное освещение. Естественное освещение обеспечивается за счет оконных проемов в стенах. При этом, согласно [15], предусматриваются окна специальной конструкции, обеспечивающей их разрушение при взрыве для сброса излишнего давления в помещении, чтобы не допустить разрушения несущих конструкций.

Оборудование должно располагаться так, чтобы обеспечить свободный доступ персонала к любой его части для беспрепятственного проведения ремонтных работ или демонтажа.

11.2 Пожаровзрывобезопасность

Основными источниками пожара могут быть:

- утечка топлива (природного газа);
- короткое замыкание электропроводки.

В качестве топлива в котельной используется природный газ, поэтому в соответствии с [17] категория помещения по взрывопожароопасности – Г. Здание представляет из себя обшитый сэндвич-панелями, состоящими из наружных листов стали с минеральноплитным утеплителем между ними, каркас из металлического швеллера. Потеря целостности наружных стен наступает не менее чем через 15 минут, а несущей способности основания – не менее, чем через 45 мин. В соответствии с [2] по степени огнестойкости здание относится к III категории. Горящими веществами и материалами являются природный газ и оборудование под напряжением. Соответственно, устанавливаются классы пожара «С» и «Е». На основе этого выбираются средства пожаротушения. В соответствии с классами пожара нужно укомплектовать котельную порошковым и углекислотным огнетушителями: огнетушитель порошковый ОП-10 массой заряда порошка 10кг и два углекислотных огнетушителя ОУ-5 массой заряженной углекислоты по 5 кг каждый [15].

13.03.01.2018.060.11 ПЗ

Лист

74

11.3 Электробезопасность

Котельная включает в себя следующие возможные источники поражения электрическим током:

- электродвигатели насосов и вентиляторы горелок;
- щиты управления котлов;
- кабели сетей;
- рабочее и аварийное освещение;

Для электропитания применяется трехфазный переменный ток напряжением 220/380 В с частотой 50 Гц.

В котельной находятся токопроводящие железобетонные полы, а также присутствует возможность одновременного прикосновения человека к металлоконструкциям зданий, имеющим соединение с землей с одной стороны, и к токопроводящим частям оборудования с другой. Поэтому категория помещения по электробезопасности – особо опасные помещения[16].

Напряжение прикосновения и токи, протекающие через тело человека, не должны превышать значения, указанные в таблице 9.1.

Таблица 9.1- Напряжение прикосновения и токи при нормальных режимах работы электроустановок.

Род тока	Напряжение	Сила тока
50 Гц переменный	Не более 2 В	Не более 0,3 А

Напряжения прикосновения и токи приведены при продолжительности воздействий не более 10 мин в сутки и установлены, исходя из реакции ощущения. Напряжения прикосновения и токи для лиц, выполняющих работу в условиях высоких температур (выше 25°С) и влажности (относительная влажность более 75%), должны быть уменьшены в три раза. Напряжения прикосновения и токи приведены в таблице 9.2.

Таблица 9.2- Напряжение прикосновения и токи при аварийных режимах работы электроустановок напряжением до 1000 В и частотой 50 Гц

Продолжительность воздействия, сек	Нормируемая величина	
	Напряжение, В	Сила тока, мА
0,01 – 0,08	220	220
0,1	200	200
0,2	100	100
0,3	70	70
0,4	55	55
0,5	50	50
0,6	40	40
0,7	35	35
0,8	30	30
0,9	27	27

В целях предупреждения электротравм предполагаются следующие меры:

- использование заземления оборудования по схеме с заземленной разделенной нейтралью TN-S;

	–	установка молниезащиты и отдельного контура заземления дымовых труб	Лист
	–	использование изоляции токоведущих частей, в том числе изолирующих все возможные точки прикосновения в процессе эксплуатации[16];	75
Изм.	Лист		

- прокладку кабелей питающих и распределительных сетей в коробах, трубах или открыто по конструкциям, в проводов – только в коробах[11];
- предусмотреть средства индивидуальной защиты от поражения электрическим током: диэлектрические перчатки, обувь, коврики.

12 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ

Экономическая часть является определяющей при составлении того или иного проекта, а разработка управленческого решения – один из наиболее важных управленческих процессов, от которого зависит эффективность работы любой организации. Целью экономико-управленческой части работы является оценка эффективности объекта после реконструкции котельной с переводом на двухконтурную схему, расчет затрат на осуществление проекта, а так же разработка рационального управленческого решения для достижения максимально эффективной работы объекта.

12.1 Расчет капитальных затрат на перевод котельной на двухконтурную схему

Капитальные затраты включают в себя затраты на разработку проекта, стоимость оборудования, затраты на его монтаж. Капитальные вложения на перевод котельной приведены в ценах по состоянию на май 2018 года. Затраты на монтаж оборудования составят для энергетического сектора 11,7% от стоимости оборудования.

Цены на оборудование взяты по каталогам производителей. Цены на транспортные услуги взяты с сайта фирмы «Tansei», занимающейся перевозками[45]. Смета капитальных затрат представлена в таблице 12.1.

Таблица 12.1 - Смета капитальных затрат на реконструкцию котельной

Наименование	Цена, тыс.руб	Кол-во	Величина, тыс. руб.
1	2	3	4
1. Проектные работы[41]	-	-	250,0

<i>13.03.01.2018.060.11 ПЗ</i>					Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	76

2. Оборудование в том числе:			1750,0
- теплообменник Ридан НН№50[42]	250,0	2	500,0
- КИПиА [43]	300,0	-	300,0
- насос Wilo NL 125/200- 110-2-12-50Hz [44]	150,0	3	450,0
- насос Wilo CronoLine- IL 100/170[44]	200,0	2	400,0
-насос Grundfos GT4- 12x[44]	50,0	2	100,0

Продолжение таблицы 12.1

1	2	3	4
3. Монтажные работы	270,5	-	204,75
4. Демонтажные работы	300,0	-	300,0
5. Транспортные расходы	150,0	-	150,0
Итого	-	-	2720,5

Капитальные вложения K на перевод котельной на двухконтурную схему составили 2720,5 тыс. руб.

12.2 Расчет ликвидационной стоимости оборудования

В демонтируемых центральных тепловых пунктах находилось оборудование, которое необходимо сдать на металлолом. Список демонтируемого оборудования представлен в таблице 12.2.

Таблица 12.2 - Оборудование центральных тепловых пунктов подлежащее демонтажу и сдаче на металлолом

Наименование оборудования	Количество шт(компл.)	Масса, кг
1	2	3
Теплообменник Ридан НН№41[48]	6	5570
Насос циркуляционный сетевой Wilo IL 100/120-3/4[9] (греющий контур)	6	150
Насос циркуляционный сетевой Grundfoss NB-65-200 A- F [49](контур тепловых сетей)	6	240
Комплекс КИПиА КСУ- ЭВМ- М[39]	3	42
Запорно регулирующая армату- ра[38]	3	660
Трубопроводы [9]	3	38610

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лист
				13.03.01.2018.060.11 ПЗ	77
				38610	

Стоимость металлолома по данным компании «Метинвест» [50] составляет 13 руб/кг.

Таким образом ликвидационная стоимость демонтируемого оборудования $K_{ликв}$ (12.1):

$$K_{ликв} = 45572 \cdot 13 = 592436 \text{ тыс.руб}$$

12.2 Расчет текущих затрат

Эксплуатация и работа котельной требует постоянных затрат, называемых текущими. Текущие затраты - это выраженные в денежной форме затраты трудовых, материальных, финансовых и других ресурсов предприятия, связанные с осуществлением его текущей хозяйственной деятельности. Основными текущими затратами в котельной являются затраты на топливо, амортизацию основных фондов, зарплату работникам, прочие расходы и т.д.

В общий процент отчислений на амортизацию входят отчисления на реновацию 33 %, а на модернизацию и капитальный ремонт 10 % и 90 % оставшейся суммы после вычета расходов на реновацию. Данные по количеству затрачиваемого в год топлива, электроэнергии а так же сырой воды взяты из диспетчерской предприятия обслуживающего котельную. Текущие тарифы на газ, электроэнергию и воду взяты по состоянию на май 2018г.[46]. Данные по заработной плате мастера котельной и операторов ЦТП взяты из бухгалтерской документации ООО «ТЭСиС»

12.2.1 Расчет текущих затрат котельной до перевода на двухконтурную схему

1. Затраты на топливо. Стоимость годового расхода топлива вычисляется по формуле, руб. (12.1):

$$I_m = C_m \cdot G_{год}, \quad (12.2)$$

где $G_{год}$ – годовой расход топлива, тыс. м³/год;

C_m – тариф на топливо, руб./тыс.м³;

$C_m = 4121$ руб./тыс.м³ – по тарифам компании ОАО «Новатэк» в г. Челябинске [46].

$$I_m = 4121 \cdot 12485,6 / 1000 = 51440,6 \text{ тыс.руб}$$

2. Затраты на использованную воду (12.2):

$$I_в = C_в \cdot G_{год}, \quad (12.3)$$

где $G_{год}$ – годовой расход воды из поселкового водопровода, м³;

$C_в$ – тариф на воду, руб/м³,

$C_в = 23592$ руб./тыс м³ – по тарифам МУП «Водоканал» [46].

Расход воды из водопровода производится только на подпитку тепловых сетей и составляет в год:

$$G_{год} = 0,534 \cdot 24 \cdot 365 = 4677 \text{ м}^3/\text{Г}$$

$$I_g = 12820 \cdot 4,677 = 59,959 \text{ тыс.руб.}$$

3. Затраты на электроэнергию вычисляются по следующей формуле (12.4):

$$I_э = Ц_э \cdot N_э, \tag{12.4}$$

где $Ц_э$ – тариф на электроэнергию,

$$Ц_э = 3,01 \text{руб/кВт} \cdot \text{час} \text{ – по тарифам ОАО «Энергосбыт» [25].}$$

$N_э$ – годовая суммарная мощность электродвигателей, электромеханизмов, КИП и автоматики.

$$I_э = 3,315 \cdot 16045000 = 4816005 \text{ руб./год} = 4816,0 \text{ тыс.руб./год}$$

4. Амортизационные отчисления рассчитываются по формуле (12.5):

$$I_a = H_a \cdot K, \tag{12.5}$$

где H_a – норма амортизации, $\% H_a = 16\%$

K – капитальные вложения, тыс.руб

Стоимость оборудования взята из бухгалтерской документации ООО «ТЭСиС» и составляет 6330 тыс.руб.

$$I_a = 0,16 \cdot 6330 = 1012,8 \text{ тыс.руб./год}$$

5. Затраты на текущий ремонт:

Для сравнительных расчётов эти затраты рекомендуется принимать равными 20% от затрат на амортизацию, т.е. согласно формуле (12.6):

$$I_{тр} = 0,2 \cdot I_a \tag{12.6}$$

$$I_{тр} = 0,2 \cdot 1012,8 = 202,56 \text{ тыс.руб./год}$$

6. Затраты на заработную плату:

На котельной и трех ЦТП есть обслуживающий персонал: мастер по котельной, и по четыре оператора на каждом ЦТП. Зарботная плата мастера составляет 25тыс. рублей зарплата оператора ЦТП – 18тыс. рублей.[47] В год зарботная плата обслуживающего персонала составляет(12.7):

$$З = 25 \cdot 12 + 18 \cdot 12 \cdot 12 = 2892 \text{ тыс.руб} \tag{12.7}$$

Сумма текущих затрат:				13.03.01.2018.060.11 ПЗ		Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$I_1 = 51440,6 + 4816 + 59,9 + 1012,8 + 202,56 + 2892 = 60424 \text{ тыс.руб./год}$$

Смета текущих затрат по работе котельной до перевода на двухконтурную схему представлены в таблице 12.3.

Таблица 12.3 - Смета текущих затрат до перевода котельной на двухконтурную схему.

Статья затрат	Ед. измерения	Количество	Стоимость ед. изм., руб. или норматив	Сумма, тыс.руб.
1	2	3	4	5
Топливо	м ³ /год	12485,6	4,12 руб./ м ³	51440,60
Электроэнергия	кВт·ч	1600,0 кВт	3,01 руб/ кВт·ч	4816,00
Сырая вода	м ³ /год	4677,0 м ³ /год	23,59 руб/ м ³	59,96
Амортизация	тыс. руб./год	-	16% от стоимости оборуд-я	1012,80
Текущий ремонт	тыс. руб./год	-	20 % от амортиз. отчислений	202,56
Заработная плата операторов ЦТП и мастера котельной	тыс. руб./год	-	-	2892,00
Всего затрат	тыс. руб./год	-	-	60424,00

12.2.2 Расчет текущих затрат котельной после перевода на двухконтурную схему

Рассчитаем текущие затраты после перевода котельной на двухконтурную схему.

После перевода котельной на двухконтурную схему центральные тепловые пункты были демонтированы и ставка оператора ЦТП была отменена.

1. Заработная плата после перевода котельной:

$$2892 - 18 \cdot 12 \cdot 12 = 300 \text{ тыс.руб.}$$

2. Амортизационные отчисления рассчитываются по формуле (12.8):

$$I_a = H_a \cdot K, \quad (12.8)$$

где H_a – норма амортизации, % $H_a = 16\%$

K – капитальные вложения на оборудование, тыс.руб

$$I_A = 0,16 \cdot 1750 = 280 \text{ тыс.руб./год}$$

3. Затраты на текущий ремонт:

Для сравнительных расчётов эти затраты рекомендуется принимать равными 20% от затрат на амортизацию, т.е. согласно формуле (12.9):

13.03.01.2018.060.11 ПЗ

Лист

80

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

$$I_{mp} = 0,2 \cdot I_a \quad (12.9)$$

$$I_{mp} = 0,2 \cdot 280 = 56 \text{ тыс.руб./год}$$

4. Затраты на электроэнергию вычисляются по следующей формуле (12.3):

$$I_э = Ц_э \cdot N_э, \quad (12.10)$$

где $Ц_э$ – тариф на электроэнергию,

$$Ц_э = 3,01 \text{руб/кВт} \cdot \text{час} \text{ – по тарифам ОАО «Энергосбыт» [25].}$$

$N_э$ – годовая суммарная мощность электродвигателей, электромеханизмов, КИП и автоматики.

Годовая суммарная мощность электродвигателей, электромеханизмов, КИП и автоматики после перевод котельной увеличилась и составила 1800381 Вт.

$$I_э = 3,01 \cdot 1800381 = 5403146 \text{ руб./год} = 5403,0 \text{ тыс.руб./год}$$

Остальные текущие затраты после перевода котельной рассчитываются аналогично таблице 12.3.

Сумма текущих затрат:

$$I_2 = 51440,6 + 5403 + 59,9 + 435,3 + 87,06 + 300 = 57728,56 \text{ тыс.руб./год}$$

Смета текущих затрат по работе котельной после ее перевода на двухконтурную схему и демонтаж ЦТП представлена в таблице 12.4.

Таблица 12.4 - Текущие затраты после перевода котельной на двухконтурную схему.

Статья затрат	Ед. измерения	Количество	Стоимость ед. изм., руб. или норматив	Сумма, тыс.руб.	
1	2	3	4	5	
Топливо	м ³ /год	12485,6	4,12 руб./ м ³	51440,60	
Электричество	кВт·ч	1800,0 кВт	3,01 руб/ кВт·ч	5403,00	
Сырая вода	м ³ /год	4677,0 м ³ /год	23,59 руб/ м ³	59,96	
Амортизация	тыс. руб./год	-	16% от стоимости оборуд-я	280,00	
Текущий ремонт	тыс. руб./год	-	20 % от амортиз. отчислений	56,00	
Заработная плата мастера котельной	тыс. руб./год	-	-	300,00	
Всего затрат	тыс. руб./год	-	-	57539,56	Лист
<i>13.03.01.2018.060.11 ПЗ</i>					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	81

12.3 Расчет срока окупаемости перевода котельной

Рассчитаем срок окупаемости по формуле

Срок окупаемости проекта можно найти по формуле (12.11):

$$T_{ок} = \frac{K - K_{ликв.}}{\Delta И} \quad (12.11)$$

где K - капитальные затраты на реализацию проекта;

$K_{ликв.}$ - ликвидационная стоимость старого оборудования;

$\Delta И$ - экономия после реализации проекта.

Экономия после реализации проекта найдем по формуле (12.12):

$$\Delta И = И_1 - И_2 \quad (12.12)$$

$$\Delta И = 60424 - 57539,56 = 2884,44 \text{ тыс.руб}$$

Рассчитаем срок окупаемости проекта по формуле (12.11):

$$T = \frac{2720,5 - 592,44}{2884,44} = 9 \text{ месяцев}$$

Расчетный срок окупаемости проекта составил около полугода, можно сделать вывод что реализация проекта целесообразна т.к. $T < 5$ лет.

12.4 Качественный анализ вариантов проектных решений

SWOT-анализ – это инструмент стратегического анализа и планирования, применяемый для оценки явлений и факторов, оказывающих влияние на компанию или проект[19].

SWOT-анализ предполагает возможность оценки фактического положения и стратегических перспектив компании, получаемых в результате изучения сильных и слабых сторон компании, ее рыночных возможностей и факторов риска.

Таблица 11.5 - Вариант 1 (После перевода котельной)

<p>S:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Возможность бесперебойной эксплуатации • Увеличение энергосбережения в котельной • После демонтажа ЦТП и автоматизации котельной не требуется большое количество персонала 	<p>W:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Риск потери времени в случае аварии на котельной вследствие отсутствия рабочего персонала • Капитальные затраты на перевод котельной
--	---

O: <ul style="list-style-type: none"> Спрос на тепловую энергию Существование новых технологий и оборудования 	T: <ul style="list-style-type: none"> Отключение потребителей от котельной вследствие переселения из ветхого жилья Рост тарифов на газ
--	---

Таблица 11.6. – Вариант 2(без перевода котельной)

S: <ul style="list-style-type: none"> Отсутствие капитальных затрат 	W: <ul style="list-style-type: none"> Большие эксплуатационные затраты Низкая надежность тепло-снабжения вследствие аварий на котельной и ЦТП
O: <ul style="list-style-type: none"> Существование новых технологий и оборудования Спрос на тепловую энергию 	T: <ul style="list-style-type: none"> Отключение потребителей от котельной вследствие переселения из ветхого жилья Рост тарифов на газ

В результате проведения SWOT– анализа определены сильные и слабые стороны, а также возможности и угрозы внешней среды предприятия при различных источниках теплоснабжения. Таким образом, можно сделать вывод, что перевод котельной на двухконтурную схему целесообразен.

Модель дерева целей повышения энергетической эффективности

Дерево целей представляет структурную модель, показывающую соподчиненность и связь целей подразделений в иерархии управления. Для его построения сверхзадача высшего уровня делится на проектные цели его подразделения [19].

Модель дерева целей проекта перевода котельной представлено на демонстрационном плакате.

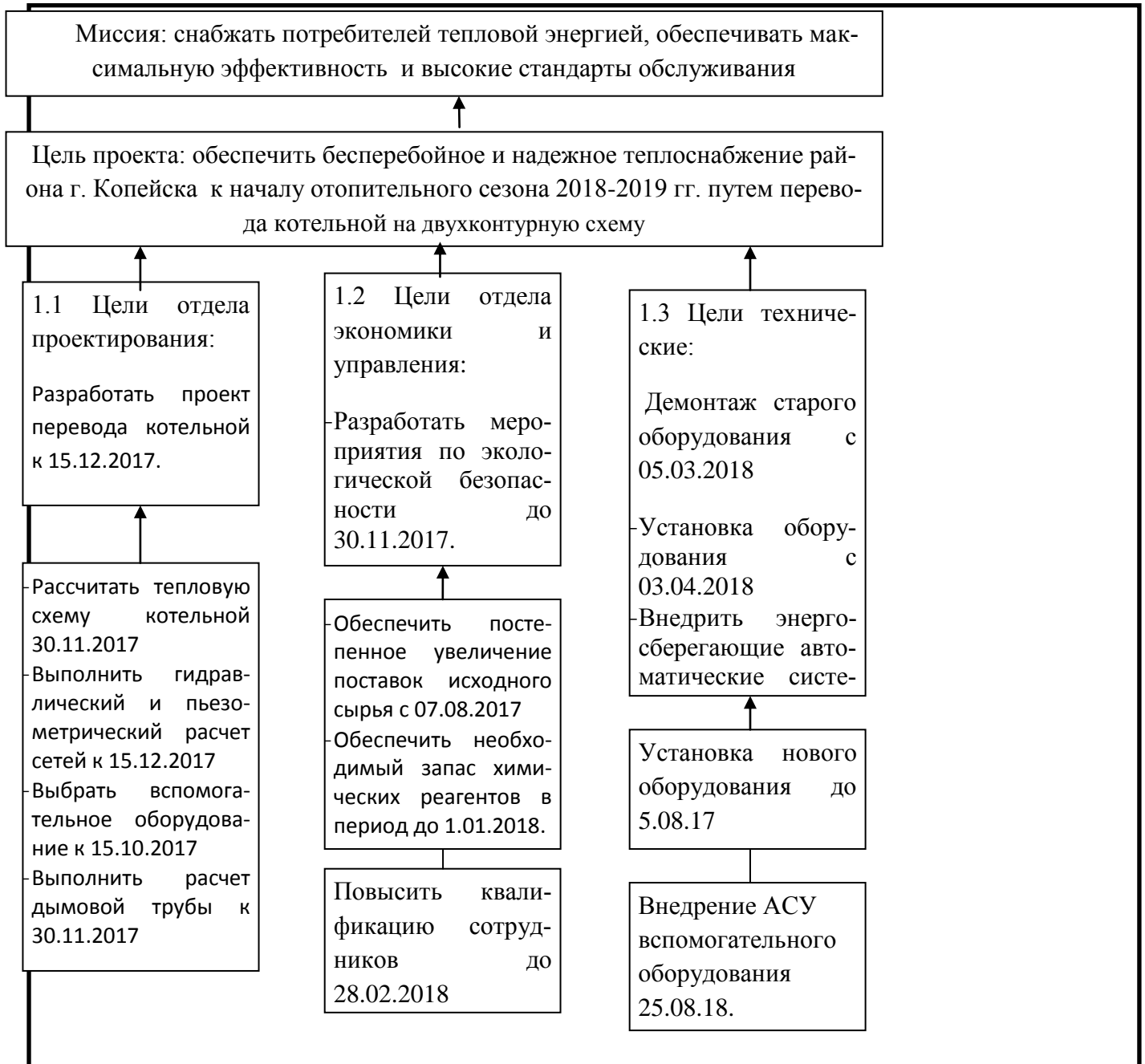


Рисунок 11.1 – Дерево целей проекта

Таблица 11.7 – График Ганта по проекту перевода котельной на двухконтурную схему.

Этапы	2017 г.				2018 г.							
	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август
Составление причинно-следственной диаграммы	■											
Составление SWOT анализа	■											
Выбор вспомогательного оборудования		■	■									
Установка оборудования												
Внедрение АСУ												

рудования														
Расчет тепловой схемы котель- ной														
Расчет дымовой трубы														
Гидравлический расчет системы														
Разработка ра- бочих чертежей														
Составление сметы капи- тальных затрат														
Расчет срока окупаемости														
Провести обу- чение персонала														
Осуществить поставку обору- дования														
Осуществить демонтаж старо- го оборудования														
Монтаж обору- дования														
Пуско- наладочные ра- боты														

12.6 Основные показатели энергетической и экономической эффективности проекта

Основные показатели энергетической, экологической и экономической эффективности проекта представлены в таблице 11.8.

Таблица 11.8 - Основные показатели энергетической и экономической эффективности проекта

Наименование показателей	Единицы измерения	Изменения показателей	
		до	после
1	2	3	4

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.01.2018.060.11 ПЗ

Лист

85

Показатели энергетической эффективности и энергосбережения:			
1. Текущий ремонт	тыс.руб/год	202,56	56,00
2. Расход электроэнергии	кВт·ч	1600,00	1800,00
Показатели экономической эффективности:			
Единовременные (капитальные) затраты на реализацию проекта	тыс. руб.	-	2720,50
2. Годовые текущие затраты	тыс. руб./год	60424,00	57539,56
3. Заработная плата	тыс.руб./год	2892,00	300,00
4. Срок окупаемости проекта	мес.	9	

Вывод: На основании выше проведенных сравнительных анализов и расчетов можно сказать, что проект по переводу котельной г. Копейска ул. Мира экономически целесообразен и эффективен.

На основании качественного анализа проектных решений видно что преимущества перевода котельной гораздо больше чем недостатков.

Годовые текущие затраты значительно снизятся, повысится надежность теплоснабжения, снизятся затраты на эксплуатацию и ремонт оборудования, повысится энергоэффективность предприятия.

Срок окупаемости перевода котельной составил 9 месяцев, что является очень хорошим показателем данной работы.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе предложен вариант перевода котельной по адресу г.Копейск, ул.Мира, на двухконтурную схему для повышения энергоэффективности.

Расчетом тепловых нагрузок определена максимальная нагрузка систем отопления и горячего водоснабжения, которая составила $Q_{\text{сумм}} = 14,4$ МВт.

На основе расчетов тепловой схемы и теплообменника было выбрано вспомогательное оборудование производителей Wilo, Hydrotech, Pentek, Ридан.

В разделе энергосбережения описана нормативно-правовая база и рассмотрены основные энергосберегающие технологии, примененные в работе.

В вопросах экологии рассчитан массовый выброс окислов азота. Для котельной выбрана дымовая труба высотой 10 м., и при данной высоте трубы рассчитаны значения приземных концентраций окислов азота.

В разделе автоматики рассмотрены основные требования, предъявляемые к автономным источникам теплоснабжения. Разработана и описана функциональная схема автоматики котельной.

В разделе безопасность жизнедеятельности выявлены опасные и вредные производственные факторы, рассмотрены вопросы безопасности производственных процессов и оборудования.

					<i>13.03.01.2018.060.11 ПЗ</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

В экономико-управленческой части произведено обоснование перевода котельной
 Произведен расчет срока окупаемости, он составил 9 месяцев.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Федеральный закон РФ от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ. Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации // Российская газета. – 2009. – Вып. № 5050 (226).

2 Федеральный закон РФ от 22 июля 2009 года № 123-ФЗ (ред. от 13.08.2015). Технический регламент о требованиях пожарной безопасности // Российская газета. – 2009. Вып. №4710(0).

3 Постановление Правительства РФ от 25.05.2013 № 391 (ред. от 10.10.2016). О противопожарном режиме // Российская газета. – 2013. Вып. №5887 (115).

4 Стратегия развития теплоснабжения и когенерации в Российской Федерации.

5 Энергетическая стратегия России на период до 2030 года. – <http://minenergo.gov.ru/aboutminen/energostrategy>

6 Приказ Минтруда России от 17.09.2016 № 552н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации тепловых энергоустановок». – http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_187101/.

7 ГОСТ 30494-2011. Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещениях.–М.: Стандартинформ, 2014.–12 с.

8 ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – М.: Изд-во стандартов, 2005. – 4с.

9 ГОСТ 14202-69. Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки. – М.: Изд-во стандартов 2002. – 15 с.

13.03.01.2018.060.11 ПЗ

Лист

87

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

10 ГОСТ 21.208-2013. СПДС. Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах. – М.: Стандартинформ, 2014. 31 с.

11 СП 41-104-2000. Проектирование автономных источников теплоснабжения.– М.: ГУП ЦПП, 2008. – 17 с.

12 СП 131.13330.2012. Строительная климатология. – М.: Минрегион России, 2013. – 116 с.

13 СП 89.13330.2012. Котельные установки. – М. : Минрегион России, 2013. – 116 с.

14 СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение.–М.: Минрегион России, 2011.– 68 с.

15 СП 4.13130.2014. Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям. – М.: Изд-во стандартов, 2014.– 187 с.

16 Правила устройства электроустановок. –7-е изд.– М.: НЦ ЭНАС, 2007.– 552 с.

17 НПБ 105-03. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.– СПб.: ДЕАН, 2012. – 48 с.

18 Аверченков, В.И. Системы организации управления: учебное пособие/ В.И. Аверчинков, В.В. Ерохин.–3-е изд., стереотип. –М.: ФЛИНТА, 2011.–209с.

19 Алабугин, А.А. Экономико-управленческая часть дипломного проекта: Учебное пособие по выполнению дипломного проекта для студентов энергетического факультета/А.А. Алабугин, Р.А. Алабугина. – Челябинск: Издательство ЮУрГУ, 2010. – 46с

20 Бароновский, К.В. Пластинчатые и спиральные теплообменники / К.В. Бароновский, Л.С. Каваленко, А.Н. Ястрибенецкий. М.: Let Me Print, 2014.– 288с.

21 Безопасность жизнедеятельности: учебник / Э.А. Арустамов, А.Е. Волощенко, Г.В. Гуськов и др.–15-е изд., перераб. и доп.– М.: Издательско-торговая корпорация "Дашков и К", 2010. – 450 с.

22 СанПин 2.2.4.548 – 96 « Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений».

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

24 Буркина, Т.С. Анализ внешней среды организации: методические рекомендации к выполнению контрольной работы /Т.С. Буркина.– Сызрань: Сф СамГТУ,2008.–21с.

25 Грибанов, А.И. Очистка дымовых газов. / А.И. Грибанов. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2006. – 51 с.

26 Грибанов, А.И. Расчет дымовой трубы. Методическое пособие. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2005. – 23 с.

27 Данилов, Н.И. Основы энергосбережения: учебник/ Н.И. Данилов, Я.М. Щелоков; под ред. Н.И. Данилова. Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ-УПИ, 2006. – 564 с.

28 http://study.urfu.ru/Aid/Publication/9053/1/Lymmi_Myncz.pdf.

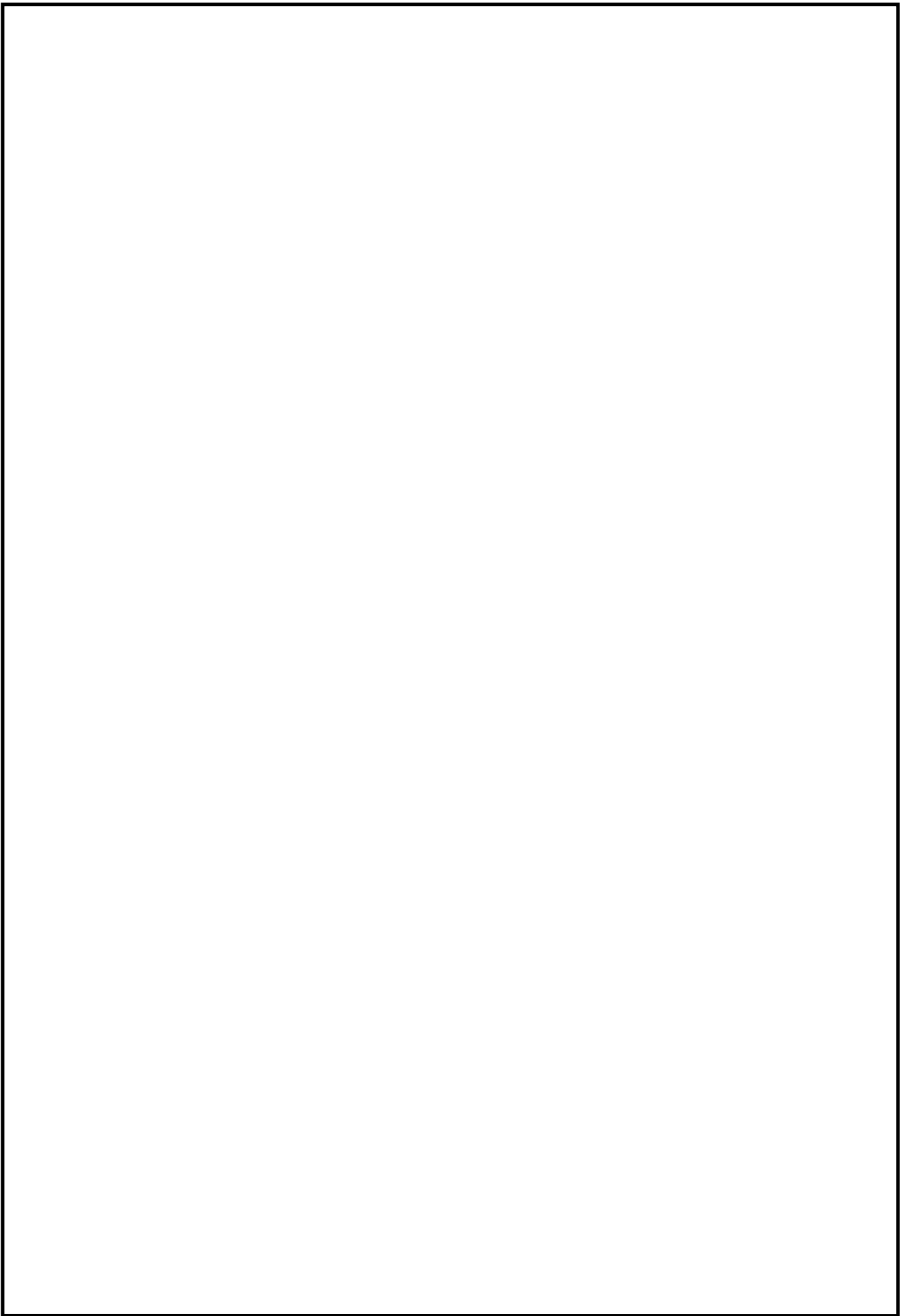
29 Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей: справочник / В.И. Монок, Я.К. Коплинский, Н.Б. Хиж и др. 4-е изд. – М.: Либроком, 2010. – 432 с.

30 Палей, Е.Л. Проектирование котельных в секторе ЖКХ: справочное практическое пособие / Е.Л. Палей. – СПб.: Газовый клуб, 2007. – 158 с. *13.03.01.2018.000.91 ПЗ*

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

- 31 Промышленная экология: учебное пособие / под ред. Н.С. Данилова. – Ростов н/Д.: Феникс, 2010. – 720 с.
- 32 Соколов, К.Я. Теплофикация и тепловые сети: учебник для вузов.– 9-е изд., стереот.–М.: Изд-во МЭИ, 2010.–472с.
- 33 Тепловой расчет котельных агрегатов. Нормативный метод / под ред. Н.В. Кузнецов,–2е. изд. перераб./ РЕПРИНТ. – М.: ЭКОЛИТ, 2012. – 297с.
- 34 Шамили́н, Е.К. Расчет тепловых схем и подбор основного оборудования котельных: учебное пособие / Е.К. Шамили́н. – Хабаровск: Изд-во Тихоокеан. гос. ун-та, 2014. – 39с.
- 35 Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях: учебник для вузов / О.Н. Данилова, А.П. Горяев, А.В. Клименко и др. / под ред. А.В. Клименко. – электронный курс.
- 36 Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях: учебник для вузов / О.Р. Данилова, А.Г. Горяева, А.В. Клименко и др. / под ред. А.В. Клименко. – 2-е изд., стер.– М.: Издательский дом МЭИ, 2012. – 424 с.
- 37Каталог насосного оборудования Wilo. – <http://www.wilo.ru/glavnaja-stranica/onlain-katalog/>.
- 38Каталог фильтров Pentek. – <http://www.rusfilter.ru/catalog/pentek/>.
- 39 Hydrotech Прайс-лист на профессиональное водоочистное оборудование – <http://hydrotech.nt-rt.ru/images/showcase/Price.pdf>.
- 40Соколов, К.Я. Теплофикация и тепловые сети: учебник для вузов.– 9-е изд., стереот.–М.: Изд-во МЭИ, 2010.–472с
- 41 Булкин, А.Е. Автоматическое регулирование энергоустановок: учебное пособие для вузов. Гриф МО РФ / А.Е. Булкин. – М.: Изд-во МЭИ, 2009. – 489 с.
- 42ГОСТ 14202-69. Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки. – М.: Изд-во стандартов, 2002. – 15 с.
- 43 РосТепло.ру – http://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=3504.
- 44 Каталог продукции «Ридан» – <http://www.ridan.ru/products/catalog-rpto>
- 45 КИПиА – http://www.teremonline.ru/001_katalog/002_kontrolno-izmeritelnye_pribory.
- 46 Прайс-лист продукции Wilo <https://wilo.com/by/ru/прайс-лист/>
- 47Прайс-лист транспортной компании «Тансей» – <http://tansei.ru/russia/prays-list-rossii/>.
- 48 Тарифы энерготехгрупп – <http://тарифы.энерготехгрупп.рф>
- 49 ЕТКС (единый тарифно-квалификационный справочник) оператор котельной – 12 с
- 50 Основные характеристики пластинчатого теплообменника Ридан НН – http://www.teploobmennik.su/teploobmennik_ridan_nn_41.
- 51 Прайс-лист продукции Wilo – <http://ptiok.ru/catalog/?q=wilo>.
- 52 «Метинвест Челябинск» прием лома и цветных металлов – <http://прием-лома-в-челябинске.рф>.

						Лист
					13.03.01.2018.060.11 ПЗ	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89



					<i>13.03.01.2018.060.11 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		90