

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Электронного обучения
Направление подготовки Теплоэнергетика и теплотехника
Кафедра теоретической и промышленной теплотехники

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Проект реконструкции системы теплоснабжения Герасимовского нефтяного месторождения Парабельского района Томской области

УДК 697.34-048.37.001.6:622.276

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Б2Б1	Гаджиева Эльмира Салимовна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ляликов Б.А	К.Т.Н		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преп.	Кузьмина Н.Г.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Василевский М.В	К.Т.Н		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТПТ	Кузнецов Г.В.	д.ф.-м.н., профессор		

Томск 2017

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС ВПО, критериев и/или заинтересованных сторон
<i>Универсальные компетенции</i>		
P1	Осуществлять коммуникации в профессиональной среде и в обществе в целом, в том числе на иностранном языке, разрабатывать документацию, презентовать и защищать результаты комплексной инженерной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-2, 12; ПК-7) 1 ,, Критерий 5 АИОР (п. 2.11), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI.8)
P2	Эффективно работать индивидуально и в коллективе, в том числе междисциплинарном, с делением ответственности и полномочий при решении комплексных инженерных задач.	Требования ФГОС (ОК-3, 7), Критерий 5 АИОР (п. 2.9), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
P3	Демонстрировать личную ответственность, приверженность и следовать профессиональной этике и нормам ведения комплексной инженерной деятельности с соблюдением правовых, социальных, экологических и культурных аспектов.	Требования ФГОС (ОК-8, 9; ПК-4), Критерий 5 АИОР (пп. 2.12, 2.13), согласованный с требованиями между-народных стандартов EUR-ACE и FEANI
P4	Анализировать экономические проблемы и общественные процессы, участвовать в общественной жизни с учетом принятых в обществе моральных и правовых норм.	Требования ФГОС (ОК-5, 8, 10, 14), Критерий 5 АИОР (п. 2.10), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
P5	К достижению должного уровня экологической безопасности, энерго и ресурсосбережения на производстве, безопасности жизнедеятельности и физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-16; ПК-5, 12, 17), Критерий 5 АИОР (п. 2.12), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
P6	Осознавать необходимость и демонстрировать способность к самостоятельному обучению в течение всей жизни, непрерывному самосовершенствованию в инженер-ной профессии, организации обучения и тренинга производственного персонала.	Требования ФГОС (ПК-23), Критерий 5 АИОР ((2.14), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
<i>Профессиональные компетенции</i>		
P7	Применять базовые математические, естественнонаучные, социально-экономические знания в профессиональной деятельности в широком (в том числе междисциплинарном) контексте в комплексной инженерной деятельности в производстве тепловой и электрической энергии.	Требования ФГОС (ПК-2, 3), Критерии 5 АИОР (пп.2.1-2.3), согласованные с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
P8	Анализировать научно-техническую информацию, ставить, решать и публиковать результаты решения задач комплексного инженерного анализа с использованием базовых и специальных знаний, нормативной документации, современных аналитических методов, методов математического анализа и моделирования теоретического и экспериментального исследования.	Требования ФГОС (ОК-1; ПК-2, 6, 7, 8), Критерий 5 АИОР (п. 2.4), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
P9	Проводить предварительное технико-экономическое обоснование проектных разработок объектов производства тепловой и электрической энергии, выполнять комплексные инженерные проекты с применением базовых и специальных	Требования ФГОС (ПК-9, 10, 11), Критерий 5 АИОР (п. 1.3), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI

	знаний, современных методов проектирования для достижения оптимальных результатов, соответствующих техническому заданию с учетом нормативных документов, экономических, экологических, социальных и других ограничений.	
P10	Проводить комплексные научные исследования в области производства тепловой и электрической энергии, включая поиск необходимой информации, эксперимент, анализ и интерпретацию данных, и их подготовку для составления обзоров, отчетов и научных публикаций с применением базовых и специальных знаний и современных методов.	Требования ФГОС (ПК-18, 19), Критерий 5 АИОР (п. 1.4), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
P11	Использовать информационные технологии, использовать компьютер как средство работы с информацией и создания новой информации, осознавать опасности и угрозы в развитии современного информационного общества, соблюдать основные требования информационной безопасности.	Требования ФГОС (ОК-11, 15; ПК-1), Критерий 5 АИОР (п. 1.1), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
P12	Выбирать и использовать необходимое оборудование для производства тепловой и электрической энергии, управлять технологическими объектами на основе АСУТП; использовать инструменты и технологии для ведения комплексной практической инженерной деятельности с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений.	Требования ФГОС (ПК-12, 25, 30), Критерий 5 АИОР (п. 1.5), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
	<i>Специальные профессиональные</i>	
P13	Участвовать в выполнении работ по стандартизации и подготовке к сертификации технических средств, систем, процессов, оборудования и материалов теплоэнергетического производства, контролировать организацию метрологического обеспечения технологических процессов теплоэнергетического производства, составлять документацию по менеджменту качества технологических процессов на производственных участках.	Требования ФГОС (ПК-15, 16, 20), Критерий 5 АИОР (п. 1.5), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
P14	Организовывать рабочие места, управлять малыми коллективами исполнителей, к разработке оперативных планов работы первичных производственных подразделений, планированию работы персонала и фондов оплаты труда, организовывать обучение и тренинг производственного персонала, анализировать затраты и оценивать результаты деятельности первичных производственных подразделений, контролировать соблюдение технологической дисциплины.	Требования ФГОС (ПК-12-14, 17, 21- 24), Критерий 5 АИОР (п. 1.5), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
P15	Использовать методики испытаний, наладки и ремонта технологического оборудования теплоэнергетического производства в соответствии с профилем работы, планировать и участвовать в проведении плановых испытаний и ремонтов технологического оборудования, монтажных, наладочных и пусковых работ, в том числе, при освоении нового оборудования и (или) технологических процессов.	Требования ФГОС (ПК-25, 26), Критерий 5 АИОР (п. 1.5), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Электронного обучения
Направление подготовки теплоэнергетика и теплотехника
Кафедра теоретической и промышленной теплотехники

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой ТПТ
_____ Кузнецов Г.В.
(Подпись) (Дата)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Выпускной квалификационной работы бакалавра

Студенту:

Группа	ФИО
3-5Б2Б1	Гаджиевой Эльмире Салимовне

Тема работы:

Проект реконструкции системы теплоснабжения Герасимовского нефтяного месторождения Парабельского района Томской области.

Утверждена приказом директора (дата, номер) № 3565/с от 22.05.2017 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы: 10.06.2017 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

Технические характеристики теплопотребителей, состав и характеристики основного и вспомогательного оборудования источников теплоснабжения, температурный график сетевой воды, характеристики топлива, расчетные схемы тепловых сетей, параметры греющего и нагреваемого теплоносителя, технико-экономические показатели работы системы теплоснабжения до и после реконструкции.

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Расчет и анализ тепловых и гидравлических режимов, технико-экономических показателей работы системы теплоснабжения до реконструкции на основе существующих методик расчета. Анализ ожидаемых технико-экономических показателей, расчет работы системы после реконструкции с учетом увеличения присоединенной нагрузки к котельной.</p>
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>A1-4</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Кузьмина Н.Г., ст. преп. каф. менеджмента</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Василевский М.В., доцент каф. ЭБЖ</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>05.12.2016 г.</p>
--	----------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Ляликов Б.А.	к.т.н.		05.12.2016 г

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Б2Б1	Гаджиева Э.С		05.12.2016 г

РЕФЕРАТ

Объектом исследования работы является система теплоснабжения поселка Герасимовского нефтяного месторождения в Парабельском районе Томской области. Целью работы которой является реконструкция системы теплоснабжения. Выпускная квалификационная работа состоит из 89 листов, в которую входят три раздела, основная часть, экономическая и социальная ответственность, так же туда входят одно приложение и четыре чертежа.

Ключевыми словами в работе являются: Источники тепла, тепловая сеть, тепловая нагрузка, расход теплоносителя. Работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word, чертежи в Auto Cad.

НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ Р 1.5-2004 Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты национальные Российской Федерации. Правила построения, изложения, оформления и обозначения

ГОСТ 2.104-68 Единая система конструкторской документации. Основные надписи

ГОСТ 2.105-95 Единая система конструкторской документации. Общие требования к текстовым документам

ГОСТ 2.106-96 Единая система конструкторской документации. Текстовые документы

ГОСТ 2.301-68 Единая система конструкторской документации

ГОСТ 2.316-68 Единая система конструкторской документации.

ГОСТ 2.721-74 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в схемах. Обозначения общего применения

ГОСТ 3.1404-86 Единая система технологической документации. Формы и правила оформления документов на технологические процессы и операции обработки резанием

ГОСТ 3.1407-86 Единая система технологической документации. Формы и требования к заполнению и оформлению документов на технологические процессы (операции), специализированные по методам сборки

ГОСТ 7.9-95 Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Реферат и аннотация

ГОСТ 7.32-91 Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Отчет о научно-исследовательской работе. Структура и правила оформления

ГОСТ 19.106-78 Единая система программной документации. Требования к программным документам, выполненным печатным способом

ГОСТ 19.401-78 Единая система программной документации. Текст программы. Требования к содержанию и оформлению.

ГОСТ 19.402-78 Единая система программной документации. Описание программы

ГОСТ 19.404-79 Единая система программной документации. Пояснительная записка

ГОСТ 19.502-78 Единая система программной документации. Описание применения. Требования к содержанию и оформлению

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	10
1 ОПИСАНИЕ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	12
1.1 Описание источника теплоснабжения.....	12
1.2 Описание тепловой сети от котельной	12
2 РАСЧЕТ ТЕПЛОПОТРЕБЛЕНИЯ.....	16
2.1 Климатические характеристики района	16
2.2 Определение основных тепловых нагрузок потребителей.....	17
2.3 Определение расчётных расходов теплоносителя в тепловых сетях.....	20
2.4 Построение графиков теплопотребления.....	23
2.5 Определение годовых расходов теплоты.....	25
2.6 Расчет подогревателя ГВС.....	25
3 РЕГУЛИРОВАНИЕ ОТПУСКА ТЕПЛА ОТ КОТЕЛЬНОЙ.....	30
4 ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ СЕТИ.....	34
5 РАЗРАБОТКА ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РЕЖИМА ДЛЯ ТЕПЛОВОЙ СЕТИ.....	45
5.1 Построение пьезометрических графиков.....	45
5.2 Проверка работы насосного оборудования на тепловую сеть.....	49
6 РАСЧЕТ ТЕПЛОВЫХ ПОТЕРЬ В СЕТИ.....	51
7 ГАЗОСНАБЖЕНИЕ КОТЕЛЬНОЙ.....	62
7.1 Определение коэффициента полезного действия и расхода топлива на котельный агрегат.....	62
7.2 Оценка расхода тепла на собственные нужды котельной.....	67
7.3 Расчет газопровода.....	69
7.4 Подбор регулятора давления.....	72
8 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	75
8.1 Анализ источников опасностей и вредностей.....	76
8.1.1 Рабочая зона помещения котельной.....	76

8.1.2 Технологическое оборудование.....	76
8.1.3 Технологический процесс.....	76
8.2 Оценка ОиВПФ и средства защиты от них.....	77
8.2.1 Мероприятия по защите от вредных и опасных факторов. Защита работающего персонала от тепловых излучений температур.....	79
8.2.2 Защита работающего персонала от шума и вибрации.....	80
8.2.3 Защита работающего персонала от вредных выбросов.....	80
8.2.4 Защита персонала от поражения электрическим током.....	81
8.2.5 Пожарная безопасность.....	81
8.3 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	82
9 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	86
9 Планирование НИР.....	86
9.2 Расчет системы затрат на разработку проекта.....	87
9.2.1 Материальные затраты при проведении работы.....	88
9.2.2 Амортизация основных фондов и нематериальных активов.....	88
9.2.3 Затраты на оплату труда	89
9.2.4 Отчисления на социальные нужды	90
9.2.5 Прочие затраты.....	90
9.2.6 Накладные расходы.....	91
9.3 Смета затрат на реконструкцию	91
9.4 Сравнение технико-экономических показателей котельной до и после реконструкции.....	92
9.5 Расчет эксплуатационных затрат на производство тепловой энергии.....	94
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	96
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	97
ПРИЛОЖЕНИЯ	100

ВВЕДЕНИЕ

В данной работе рассматривается система теплоснабжения поселка, Герасимовского месторождения, расположенного в Парабельском районе Томской области. Целью работы является реконструкция системы теплоснабжения поселка. Суть реконструкции заключается в подключении к системе новых объектов теплоснабжения(1-3,12,21). В соответствии с поставленной задачей в данной работе производится тепловой, поверочный и гидравлический расчет системы теплоснабжения с учетом новых потребителей. Надежная работа системы теплоснабжения определяет условия труда и быта для людей, что подтверждает актуальность темы работы.

В климатических условиях Томской области поддержание заданных нормами температур в зданиях требует подачи тепла в течение отопительного периода в 249 суток. Так же одним из элементов комфорта жилых и общественных зданий является их обеспечение горячей водой для санитарно-гигиенических нужд.

На данный момент на территории Российской Федерации снабжение зданий различного назначения теплом осуществляется в основном от централизованных систем. Вместе с тем возможности централизации теплоснабжения являются значительно ограниченными. Такое положение определено большими техническими и экономическими трудностями, возникающими при транспорте тепла с высокими температурами. Поэтому в настоящее время имеется тенденция к децентрализации. В работе предусмотрена реконструкция системы теплоснабжения и переводение ее на индивидуальную котельную.

В системах теплоснабжения можно выделить три основных элемента:

1. Источники тепла.
2. Тепловые сети.

3. Системы использования тепла у потребителей, состоящие из отдельных теплоприемников.

1 ОПИСАНИЕ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

1.1 Описание источника теплоснабжения

Источником теплоснабжения для вахтового поселка Герасимовского месторождения является отопительная котельная. Согласно тепловой схеме в котельной установлено 2 водогрейных котлоагрегата ВВД-1,8 номинальной теплопроизводительностью 1,8 Гкал/ч. Циркуляция теплоносителя на источнике осуществляется тремя сетевыми насосами (2 рабочих, 1 в резерве). Основное топливо – попутный газ месторождения, резервное топливо – нефть.

Тепло от котельной используется на собственные нужды котельной (отопление и приточная установка системы вентиляции), для подогрева воды, идущей на систему водоподготовки, в теплообменном аппарате, а также на подогрев емкости ППУ объемом 50 м³, емкости ХВО объемом 16 м³ и нефтяной емкости объемом 25 м³.

Подпитка системы осуществляется из емкости ХВО двумя подпиточными насосами (1 рабочий, 1 в резерве).

Система химводоподготовки для котельных агрегатов представлена двумя Na-катионитными фильтрами (по одному на каждую ступень) и механическим фильтром.

Температура на выходе из котельных агрегатов – 115 °С.

Температура на входе в котельный агрегат – 60 °С.

Температурный график центрального качественного регулирования приведен в главе 3.

1.2 Описание тепловой сети от котельной

Водяные системы теплоснабжения применяются двух типов: зависимые и независимые. В зависимых системах вода, циркулирующая в тепловой сети, используется как теплоноситель в системе отопления.

В независимых системах циркулирующая вода является греющим теплоносителем в теплообменном аппарате. Нагреваемым теплоносителем является вода системы отопления.

Нагрев воды на нужды горячего водоснабжения осуществляется в газовых подогревателях, установленных непосредственно у потребителей, там, где это необходимо. Поэтому основной статьей теплопотребления для потребителей поселка являются нужды отопления.

Все объекты теплоснабжения подключены по зависимой схеме. Основным ее недостатком является жесткая гидравлическая связь тепловой сети с нагревательными приборами абонентских установок, имеющими, как правило, пониженную механическую прочность, что ограничивает пределы давления в тепловой сети.

Трубопроводы теплосети выполнены из стальных электросварных труб по ГОСТ 10704-91. Трубы по ГОСТ 10704-91 приняты из стали 20, изготовленные по группе «В» ГОСТ 10705-80*, термообработанные, со 100% контролем качества сварных швов неразрушающим методом. Сортамент стальных труб принят по ОСТ 3442-747-85 (категория IV). Гидравлические испытания трубопроводов сети производятся при отсутствии температурных удлинений при давлении 16 кгс/см². После гидравлических испытаний трубопроводы тепловой сети очищаются от грязи, ржавчины и окалины, покрываются в 4 слоя органосиликатной краской ОС-51-03 ТУ 84-725-83* с отвердителем ТБТ ТУ6-09-2738-75. Тепловая изоляция трубопроводов Ду 100 и более выполнена матами прошивными минераловатными на стеклоткани по ГОСТ 21880-86. Дренажные трубы, проложенные в земле, изолируются бризолом в 2 слоя на изольной мастике с покрытием крафтбумагой.

Дренажные трубы в пределах камеры, скользящие и неподвижные опоры покрываются антикоррозионным покрытием, аналогичным покрытию трубопроводов.

Для защиты труб от электрокоррозии предусмотрены перемычки между трубопроводами, продольные – на арматуре, скользящие опоры с

диэлектрическими прокладками, неподвижные опоры с защитой от электрокоррозии.

Для измерения потенциалов трубопроводов теплосети предусмотрены контрольно-измерительные пункты в непроходных каналах. Прокладка сети предусмотрена в подземных непроходных каналах.

При пересечении теплосети с электрокабелем при расстоянии в свету менее 0,5-0,25 м предусматривается тепловая изоляция электрокабеля. В качестве утеплителя применяются плиты минераловатные повышенной жесткости по ТУ67-94-75 толщиной 60 мм с оклейкой бризолом в один слой на изольной мастике с покровным слоем из оберточной бумаги.

Расчетная схема тепловой сети приведена на листе 2 графической части.

Таблица 1 – Эксплуатационные характеристики тепловой сети.

Характеристика	Единица измерения	Значения
Протяженность тепловой сети	м	5483
Год сооружения	г	1988
Среднегодовая температура воздуха	°С	0,5
Средняя температура за отопительный период	°С	-6,8
Температура грунта зимой на глубине 1,6 м	°С	0,9
Температура грунта летом на глубине 1,6 м	°С	9,3
Расчетная температура в подающем трубопроводе	°С	115
Расчетная температура в обратном трубопроводе	°С	60

2 РАСЧЕТ ТЕПЛОПОТРЕБЛЕНИЯ

2.1 Климатические характеристики района

Основные климатические параметры района расположения Герасимовского месторождения приведем в таблице 2. За расчетную температуру для проектирования систем отопления принимается температура наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 согласно [1]. Температура начала-конца отопительного периода принимается равной +10 °С, т.к. температура наиболее холодной пятидневки ниже -30 °С.

Таблица 2 – Климатическая характеристика района

Величина	Значение
Средняя температура наиболее холодной пятидневки	-39 °С
Средняя температура отопительного периода	-6,8°С
Отн. влажность наружного воздуха для самого холодного месяца	78%
Расчетная скорость ветра для холодного периода года	2,4 м/с
Продолжительность отопительного периода	249 сут

2.2 Определение основных тепловых нагрузок потребителей

Первым этапом проектирования режима систем теплоснабжения является определение расходов и необходимых параметров тепла для всех присоединяемых к этой системе потребителей. При этом наиболее важным является определение расходов тепла применительно к так называемому расчетному или максимальному режиму, при котором сумма расходов тепла всеми потребителями системы достигает максимального значения. Возможность отпуска из тепловых сетей этого суммарного максимального расхода тепла с учетом несовпадения максимумов у отдельных потребителей и видов потребления должна обеспечиваться надлежащим выбором при проектировании основного и вспомогательного оборудования источников

тепла, а также пропускной способностью по теплоносителю и соответствующими ей диаметрами труб на отдельных участках тепловых сетей.

Показателем, используемым для оценки потребности в тепловой энергии, являются удельные расчетные тепловые потери зданий, отнесенные к 1°C расчетной разности температур ($t_{вн} - t_{но}$) и принимаемые пропорциональными наружному объему здания $V_{зд}$ в соответствии с формулой:

$$Q'_o = q_o V_{зд} (t_{вн} - t_{но}), \quad (1)$$

где Q'_o – расход тепла на отопление, Вт;

q_o – удельная отопительная характеристика здания при $t_{но}$, Вт/($\text{м}^3 \cdot \text{K}$);

$t_{вн}$ – расчетные температуры внутреннего воздуха отапливаемых зданий, $^\circ\text{C}$;

$t_{но}$ – расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления, $^\circ\text{C}$;

Удельные отопительные характеристики жилых и общественных зданий определяют по материалам типовых серий, примененных для застройки данного района.

Для других климатических удельные отопительные характеристики пересчитывают по формуле:

$$q_o = q_o^{(-30)} \cdot \eta \quad (2)$$

где η – коэффициент, учитывающий климатические условия района.

$$\eta = 0,54 + \frac{22}{t'_{вн} - t_{но}} \quad (3)$$

Для потребителей поселка принимают $t_{вн} = +18^\circ\text{C}$. За расчетную температуру наружного воздуха для проектирования системы отопления принимают $t_{но} = -39^\circ\text{C}$.

Приведем пример расчета для потребителя 1 (РВС 700).

$$q_o^{(-30)} = 1,45 \text{ Вт} / (\text{м}^3 \cdot \text{C})$$

Коэффициент, учитывающий климатические условия района:

$$\eta = 0,54 + \frac{22}{18 - (-39)} = 0,926$$

Удельная отопительная характеристика:

$$q_o = 1,45 \cdot 0,926 = 1,34 \text{ Вт/м}^3\text{С}$$

Расход тепла потребителем:

$$Q'_o = 1,34 \cdot 700(18 - (-39)) = 53498 \text{ Вт} = 0,046 \text{ Гкал/ч}$$

Суммарные расчетные расходы тепла для потребителей заданы и представлены в таблице 2.

Таблица 3 – Тепловые нагрузки потребителей

Номер, п/п	Наименование	Объем V, м ³	Удельная отопительная характеристика q_o^{-30} , Вт/м ³ С	Удельная отопительная характеристика q_o , Вт/м ³ С	Тепловая нагрузка, Q _o , Вт	Тепловая нагрузка Q _o , Гкал/ч
1	РВС700	700	1,45	1,34	53498	0,046
2	РВС701	700	1,45	1,34	53498	0,046
3	КУУн	4477	0,63	0,58	147701	0,127
4	Арт.скв.2	22,7	0,97	0,90	1163	0,001
5	ВОС Водолей-5	105,3	1,26	1,16	6978	0,006
6	РЧВ15	15	29,38	27,20	23260	0,02
7	РЧВ15	15	29,38	27,20	23260	0,02
8	Арт.скв.1	22,7	0,97	0,90	1163	0,001
9	Операторная	62	7,21	6,68	23608,9	0,0203
10	Туалет	6,87	0,96	0,89	348,9	0,0003
11	ЕПП-12,5	4	5,51	5,10	1163	0,001
12	Жилой комплекс ЛАЭС Герасимовское на 80 мест	1886	3,03	2,80	301217	0,259
13	Пож.рез. 60 м ³ 2 шт.	120	0,37	0,34	2326	0,002
14	РВС300	300	2,20	2,04	34890	0,03
15	РВС300	300	2,20	2,04	34890	0,03
16	Насосная пожаротушения	70,8	0,93	0,86	3489	0,003
17	Слесарная мастерская	217,6	0,81	0,75	9304	0,008
18	Блокпост ПЖ2	22,7	0,97	0,90	1163	0,001
19	Столовая УПН	51,8	2,98	2,76	8141	0,007

Продолжение таблицы 3

Номер, п/п	Наименование	Объем V, м ³	Удельная отопительная характеристика q_o^{-30} , Вт/м ³ °C	Удельная отопительная характеристика q_o , Вт/м ³ °C	Тепловая нагрузка, Q _o , Вт	Тепловая нагрузка Q _o , Гкал/ч
20	Операторная(старая)	380,4	1,33	1,23	26749	0,023
21	Операторная(новая)	380,4	0,75	0,70	15119	0,013
22	Блокпост ПЖ1	22,7	0,97	0,90	1163	0,001
23	РВС300	300	0,73	0,68	11630	0,01
24	РВС300	300	0,73	0,68	11630	0,01
25	Пожарная насосная	212,3	0,93	0,86	10467	0,009
26	КНС-2	22,3	3,95	3,66	4652	0,004
27	Столовая	22,3	3,95	3,66	4652	0,004
28	Усреднитель	25	4,41	4,08	5815	0,005
29	КОС	1200	0,99	0,92	62802	0,054
30	КНС-1	22,3	3,95	3,66	4652	0,004
31	Гараж ООО УТТ-2	2744,8	0,72	0,67	104670	0,09
32	КТТ	514,3	1,71	1,59	46520	0,04
33	УУ	17,9	0,37	0,34	348,9	0,0003
34	Столовая	201,2	0,44	0,41	4652	0,004
35	Общежитие №4	1413	0,94	0,87	69780	0,06
36	Пожарная насосная	27,1	1,63	1,51	2326	0,002
37	Пожарный павильон	39,4	5,59	5,18	11630	0,01
38	Общежитие №1	1036,2	1,06	0,98	58150	0,05
39	Общежитие №2	1490	0,15	0,14	11630	0,01
40	Баня	549,3	0,40	0,37	11630	0,01
41	ЦЭС-5 столовая	32,1	0,69	0,64	1163	0,001
42	ЦЭС-5	53,3	0,29	0,27	814,1	0,0007
43	ЦЭС-5	43,7	0,35	0,33	814,1	0,0007
44	ГРП	12	1,29	1,19	814,1	0,0007

Окончание таблицы 3

Номер, п/п	Наименование	Объем V, м ³	Удельная отопительная характеристика q_o^{-30} , Вт/м ³ °С	Удельная отопительная характеристика q_o , Вт/м ³ °С	Тепловая нагрузка, Q_o , Вт	Тепловая нагрузка Q_o , Гкал/ч
45	Солевая яма	8	1,38	1,28	581,5	0,0005
46	Столовая	24	1,56	1,45	1977,1	0,0017
47	Кабинет мастера(операторная)	59,3	0,89	0,83	2791,2	0,0024
48	Слесарная мастерская	46,3	0,95	0,88	2326	0,002
49	Туалет	4	1,65	1,53	348,9	0,0003
50	Емкость ХВО	16	2,62	2,42	2209,7	0,0019
51	Емкость-нефть	25	4,41	4,08	5815	0,005
52	Вагон-сауна	90	2,94	2,72	13956	0,012
53	Емкость ППУ	50	5,73	5,30	15119	0,013
54	Собственные нужды котельной	489,8	0,14	0,13	3721,6	0,0032

Суммарная расчетная тепловая нагрузка после реконструкции составляет 1,087 Гкал/ч. После реконструкции нагрузка увеличивается на 0,491 Гкал/ч.

2.3 Определение расчётных расходов теплоносителя в тепловых сетях

При качественном регулировании отпуска теплоты расчётные расходы сетевой воды на отопление определяются по следующим формулам[7]:

$$G'_o = \frac{Q'_o}{c \cdot (\tau'_1 - \tau'_2)}, \text{ кг/с,} \quad (4)$$

где $c = 4,1868 \text{ кДж}/(\text{кг} \cdot ^\circ\text{C})$ – теплоемкость воды; где $\tau'_1 = 115 \text{ }^\circ\text{C}$ и $\tau'_2 = 60 \text{ }^\circ\text{C}$ – температура воды в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети в расчетных условиях, $^\circ\text{C}$.

Пример расчета для потребителя 1 (РВС 700).

$$Q'_o = 53498 \text{ Вт}$$

$$G'_o = \frac{53498}{4,1868 \cdot (115 - 60)} = 0,23 \text{ кг/с} = 0,84 \text{ т/ч}$$

Результаты расчета приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Расчетные расходы теплоносителя

Номер, п/п	Наименование	Тепловая нагрузка Q, Гкал/ч	Тепловая нагрузка Q, МВт	Расход теплоносителя G, кг/с	Расход теплоносителя G, т/ч
1	РВС700	0,046	0,053	0,23	0,84
2	РВС701	0,046	0,053	0,23	0,84
3	КУУн	0,127	0,148	0,64	2,31
4	Арт.скв.2	0,001	0,001	0,01	0,02
5	ВОС Водолей-5	0,006	0,007	0,03	0,11
6	РЧВ15	0,02	0,023	0,10	0,36
7	РЧВ15	0,02	0,023	0,10	0,36
8	Арт.скв.1	0,001	0,001	0,01	0,02
9	Операторная	0,0203	0,024	0,10	0,37
10	Туалет	0,0003	0,000	0,00	0,01
11	ЕПП-12,5	0,001	0,001	0,01	0,02
12	Жилой комплекс ЛАЭС Герасимовское на 80 мест	0,259	0,301	1,31	4,71
13	Пож.рез. 60 м ³ 2 шт.	0,002	0,002	0,01	0,04
14	РВС300	0,03	0,035	0,15	0,55
15	РВС300	0,03	0,035	0,15	0,55
16	Насосная пожаротушения	0,003	0,003	0,02	0,05
17	Слесарная мастерская	0,008	0,009	0,04	0,15
18	Блокпост ПЖ2	0,001	0,001	0,01	0,02
19	Столовая УПН	0,007	0,008	0,04	0,13
20	Операторная(старая)	0,023	0,027	0,12	0,42
21	Операторная(новая)	0,013	0,015	0,07	0,24
22	Блокпост ПЖ1	0,001	0,001	0,01	0,02
23	РВС300	0,01	0,012	0,05	0,18
24	РВС300	0,01	0,012	0,05	0,18
25	Пожарная насосная	0,009	0,010	0,05	0,16
26	КНС-2	0,004	0,005	0,02	0,07
27	Столовая	0,004	0,005	0,02	0,07

Окончание таблицы 4

Номер , п/п	Наименование	Тепловая нагрузка Q, Гкал/ч	Тепловая нагрузка Q, МВт	Расход теплоносителя G, кг/с	Расход теплоносителя G, т/ч
28	Усреднитель	0,005	0,006	0,03	0,09
29	КОС	0,054	0,063	0,27	0,98
30	КНС-1	0,004	0,005	0,02	0,07
31	Гараж ООО УТТ-2	0,09	0,105	0,45	1,64
32	КТТ	0,04	0,047	0,20	0,73
33	УУ	0,0003	0,000	0,00	0,01
34	Столовая	0,004	0,005	0,02	0,07
35	Общежитие №4	0,06	0,070	0,30	1,09
36	Пожарная насосная	0,002	0,002	0,01	0,04
37	Пожарный павильон	0,01	0,012	0,05	0,18
38	Общежитие №1	0,05	0,058	0,25	0,91
39	Общежитие №2	0,01	0,012	0,05	0,18
40	Баня	0,01	0,012	0,05	0,18
41	ЦЭС-5 столовая	0,001	0,001	0,01	0,02
42	ЦЭС-5	0,0007	0,001	0,00	0,01
43	ЦЭС-5	0,0007	0,001	0,00	0,01
44	ГРП	0,0007	0,001	0,00	0,01
45	Солевая яма	0,0005	0,001	0,00	0,01
46	Столовая	0,0017	0,002	0,01	0,03
47	Кабинет мастера(операторна я)	0,0024	0,003	0,01	0,04
48	Слесарная мастерская	0,002	0,002	0,01	0,04
49	Туалет	0,0003	0,000	0,00	0,01
50	Емкость ХВО	0,0019	0,002	0,01	0,03
51	Емкость-нефть	0,005	0,006	0,03	0,09
52	Вагон-сауна	0,012	0,014	0,06	0,22
53	Емкость ППУ	0,013	0,015	0,07	0,24
54	Собственные нужды котельной	0,0032	0,004	0,02	0,06
Сумма		1,087	1,26	5,49	19,76

2.4 Построение графиков теплотребления

Для установления экономичного режима работы теплофикационного оборудования, выбора наивыгоднейших параметров теплоносителя, а также для других технико-экономических исследований необходимо знать длительность работы системы теплоснабжения при различных режимах в течение года. Для этой цели строятся графики теплотребления – зависимость суммарной тепловой нагрузки Q_{Σ} от наружной температуры t_n .

При построении зависимости $Q = f(t_n)$ используем формулу:

$$Q = Q' \cdot \frac{t'_{вн} - t_n^{om.cр.}}{t'_{вн} - t_{но}}, \quad (5)$$

где $t'_{вн}$ – температура воздуха внутри помещений, принимается равной +18 °С;

$t_n^{om.cр.}$ – средняя наружная температура за отопительный период, °С;

Q' – расчетная тепловая нагрузка, Вт;

$t_{но}$ – расчетная температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки, °С;

На графике также показывается продолжительность стояния тепловых нагрузок в течение года. Для этого используем данные о числе часов, когда наблюдается данная среднесуточная температура наружного воздуха или ниже.

Таблица 5 – Данные для построения графика теплотребления

Температура наружного воздуха t_n , °С	Число часов при данной температуре наружного воздуха или ниже n_o , ч	Суммарное число часов Σn_o , ч	Теплотребление при данной температуре наружного воздуха Q , кВт
-39	17	17	1265
-30	208	225	1065
-20	695	920	843
-10	1534	2454	622
-5	862	3316	511
10	2660	5976	178

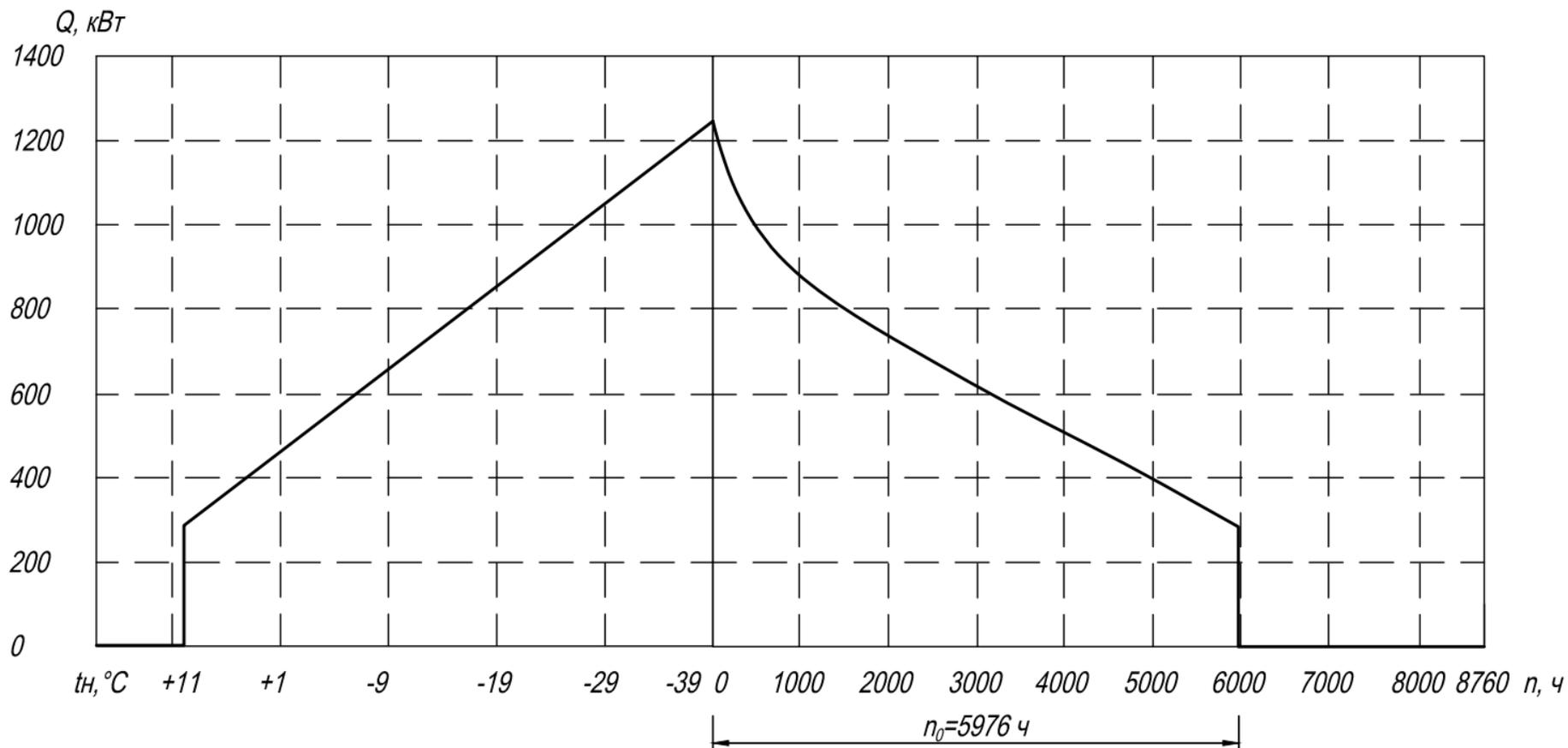


Рисунок 1 – График теплопотребления

2.5 Определение годовых расходов теплоты

Годовой расход теплоты при круглосуточной работе источника определяется по формуле:

$$Q_0^{год} = Q_0^{cp} \cdot n_0 \cdot 3600 = Q_0' \cdot \frac{t_{вн}' - t_n^{om. cp.}}{t_{вн}' - t_{но}} \cdot n_0 \cdot 3600, \quad (6)$$

где n_0 - продолжительность отопительного сезона, ч. Для Томской области $n_0 = 249 \text{ сут} = 5976 \text{ ч}$.

Q_0^{cp} - средняя отопительная нагрузка, Вт;

$t_n^{om. cp.}$ - средняя наружная температура за отопительный период, °С.

Для Томской области $t_n^{от. cp.} = -6,8 \text{ °С}$.

$$Q_0^{год} = 1264,2 \cdot 10^3 \cdot \frac{18 - (-6,8)}{18 - (-39)} \cdot 5976 \cdot 3600 = 11,834 \cdot 10^{12} \text{ Дж} = 11834 \text{ ГДж}$$

2.6 Расчет подогревателя ГВС

Произведем расчет расхода тепловой энергии для общежития на 150 человек.

Расчетная отопительная нагрузка для общественных зданий:

$$Q_{ov}^p = \beta q_{ov} \cdot V_n \cdot (t_g - t_o^p),$$

где q_{ov} – удельная отопительная характеристика здания, $Вт/(м^3 \cdot °С)$;

V_n – общий объем здания жилого района, $м^3$;

t_g - расчетная температура воздуха в помещении, °С;

t_o^p – расчетная наружная температура для проектирования систем отопления, °С;

β – поправочный коэффициент на климатические условия.

Удельная отопительная характеристика зданий q_{ov} , учитывающая теплопотери, зависит от конструкции, материала и других параметров ограждений, а следовательно, от назначения здания, типа постройки, его общего объема и т.д.

Значение q_o определяем для жилых зданий в зависимости от объема:

$$q_o = 3,39 \text{ кДж}/(\text{м}^3 \cdot \text{°C}) = 0,94 \text{ Вт}/(\text{м}^3 \cdot \text{°C})$$

$$\beta = 0,9$$

Расчётная температура воздуха внутри помещений $t'_{\text{вн}}$ зависит от назначения здания. При расчёте по укрупнённым показателям для общественного здания принимаем $+18^\circ\text{C}$. Расчетная температура для проектирования систем отопления – температура наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92. Для Томской области $t_{\text{но}} = -39^\circ\text{C}$.

Расчетная отопительная нагрузка для общежития на 150 человек:

$$Q'_o = 0,9 \cdot 0,94 \cdot 1413 \cdot (18 - (-39)) = 69780 \text{ Вт}$$

Расчётная вентиляционная нагрузка определяется по формуле:

$$Q'_e = \beta \cdot q_e \cdot V_n \cdot (t_e - t_{\text{не}}),$$

где q_e - удельная вентиляционная характеристика здания, $\text{Вт}/\text{м}^3 \cdot \text{°C}$.
Зависит от назначения здания, характера вредностей и т.д.

V_n - объём общественных зданий,

$t_{\text{не}}$ - расчётная наружная температура для проектирования систем вентиляции. При проектировании общеобменной вентиляции, предназначенной для удаления воздуха внутри помещения, в качестве расчётной температуры для вентиляции $t_{\text{не}}$ принимается температура наиболее холодного периода, составляющего 15% отопительного сезона. Так как отсутствуют вредности, то расчётный параметр А.

$$t_{\text{не}} = -25^\circ\text{C}.$$

Определяем расчётную вентиляционную нагрузку для общежития:

$$Q'_e = 0,9 \cdot 0,105 \cdot 1413 \cdot (18 - (-25)) = 5742 \text{ Вт}$$

Средняя тепловая нагрузка горячего водоснабжения $Q_z^{\text{сп.н.}}$ определяется по нормам на 1 потребителя и числу потребителей. При расчёте по

укрупнённым показателям средненедельную нагрузку горячего водоснабжения можно определить по формуле:

$$Q_{\text{звс}}^{\text{cp}} = \frac{1,2 \cdot m \cdot b \cdot c \cdot (55 - t_x)}{24 \cdot 3,6},$$

где m – число потребителей;

b – средняя норма расхода воды на одного потребителя для общественных зданий, л/чел·сут.

$$b = 80 \text{ л / сут} \cdot \text{чел}$$

$c = 4,187$ кДж/кг·°С – теплоёмкость воды;

t_x – расчётная температура исходной холодной воды, °С, принимается $t'_x = +5^\circ\text{C}$.

Тогда для общежития:

$$Q_{\text{звс}}^{\text{cp}} = \frac{1,2 \cdot 150 \cdot 80 \cdot 4,187 \cdot (55 - 5)}{24 \cdot 3,6} = 34892 \text{ Вт} = 0,03 \text{ Гкал / ч}$$

Максимальный тепловой поток на ГВС жилых и общественных зданий:

$$Q_{\text{звс}}^{\text{max}} = 2,4 \cdot Q_{\text{звс}}^{\text{cp}} = 2,4 \cdot 34892 = 83740 \text{ Вт}$$

Средний тепловой поток на ГВС в неотапительный (летний) период:

$$Q_{\text{звсл}}^{\text{cp}} = Q_{\text{звс}}^{\text{cp}} \cdot \frac{55 - t_{\text{л}}}{55 - t_3} \cdot \beta,$$

где t_3 , $t_{\text{л}}$ – соответственно температура холодной (водопроводной) воды в отопительный период (при отсутствии данных принимается равной 5 °С) и неотапительный (летний) период (принимается равной 15 °С);

β – коэффициент, учитывающий изменение среднего расхода воды на горячее водоснабжение в неотапительный период по отношению к отопительному периоду, принимаемый при отсутствии данных для жилищно-коммунального сектора – 0,8.

$$Q_{\text{звсл}}^{\text{cp}} = 34892 \cdot \frac{55 - 15}{55 - 5} \cdot 0,8 = 22331 \text{ Вт}$$

Годовой расход теплоты на отопление $Q_0^{\text{год}}$ (Дж) зданий определяется по формуле:

$$Q_0^{zod} = Q_0^{cp} \cdot \left[(n_0 - n_\partial) + n_\partial \frac{t_{\partial d} - t_n^{cpo}}{t_{\partial p} - t_n^{cpo}} \right],$$

где n_0 - продолжительность отопительного сезона, ч. Для Томской области $n_0 = 249 \text{ сут} = 5976 \text{ ч}$.

Q_0^{cp} - средняя отопительная нагрузка, Вт;

n_∂ - продолжительность работы дежурного отопления, ч.

$t_n^{om. cp.}$ - средняя наружная температура за отопительный период, °C. Для Томской области $t_n^{om. cp.} = -6,8^\circ\text{C}$.

$$Q_0^{zod} = Q_0^p \cdot \frac{t_{\partial p} - t_n^{cpo}}{t_{\partial p} - t_{no}} \cdot n_o$$

$$Q_o^{zod} = 69780 \cdot \frac{18 - (-6,8)}{18 - (-39)} \cdot 5976 \cdot 3600 \cdot 10^{-9} = 653,2 \text{ ГДж}$$

Годовой расход теплоты на вентиляцию определяется по формуле:

$$Q_g^{zod} = Q_g^p \cdot \left[n_g + \frac{t_{\partial p} - t_n^{cpg}}{t_{\partial p} - t_{ng}} \cdot (n_o - n_g) \right],$$

$n_g = 478 \text{ ч}$ - число часов с температурой $t_g < t_{ng} = -25^\circ\text{C}$;

t_n^{cpg} - средняя температура наружного воздуха $t_n^{cpg} = -6,8^\circ\text{C}$;

$$Q_g^{zod} = 5742 \cdot \left[478 + \frac{18 - (-6,8)}{18 - (-25)} \cdot (5976 - 478) \right] \cdot 3600 \cdot 10^{-9} = 75,42 \text{ ГДж}$$

Годовой расход теплоты на горячее водоснабжение:

$$Q_{zvc}^{zod} = Q_{zvc}^{cp} \cdot \left[n_o + 0,8 \cdot \frac{t_2 - t_x^1}{t_2 - t_x^3} \cdot (8400 - n_o) \right],$$

$$Q_z^{zod} = 34892 \cdot \left[5976 + 0,8 \cdot \frac{55 - 15}{55 - 5} \cdot (8400 - 5976) \right] \cdot 3600 \cdot 10^{-9} = 945,5 \text{ ГДж}$$

Таблица 6 - Результаты расчета водо-водяного подогревателя с длиной секции 4 м (по ОСТ 34-588-68*)

Характеристика	Значение
Внутренний диаметр корпуса	0,050 м
Площадь пов-ти нагрева одной секции	0,750 м ²
Число трубок	4 шт
Площадь жив. сечения трубок	0,00062 м ²
Площадь жив. сечения межтр. прост-ва	0,00116 м ²
Внутренний диаметр трубок	14 мм
Масса одной секции	45,2 кг
Количество секций	5 шт.

3 РЕГУЛИРОВАНИЕ ОТПУСКА ТЕПЛА ОТ КОТЕЛЬНОЙ

Мероприятия, проводимые с целью изменения теплоотдачи теплопотребляющего оборудования и подачи теплоты потребителям в соответствии с изменением их потребностей, называются регулированием отпуска теплоты, а методика изменения количества теплоты, подаваемой потребителям в соответствии с графиками их теплопотребления, называется системой регулирования отпуска теплоты.

Для двухтрубных систем теплоснабжения применяют центральное качественное регулирование отпуска теплоты. Качественный метод регулирования представляет собой управление процессом за счет изменения температуры теплоносителя.

В том случае, когда у большинства абонентов района отсутствует нагрузка горячего водоснабжения ($Q'_{гвс} < 0,15 \cdot Q'_0$), центральное регулирование в городах осуществляется по закону изменения отопительной нагрузки.

Температуры воды в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети в зависимости от наружной температуры определяются по формулам:

$$\Delta t'_o = \frac{\tau'_3 + \tau'_{2,o}}{2} - t'_e = \frac{95 + 60}{2} - 18 = 59,5 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$\delta t'_o = \tau'_1 - \tau'_{2,o} = 115 - 60 = 55 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$\Theta' = \tau'_3 - \tau'_{2,o} = 95 - 60 = 35 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Для расчета температурного графика сетевой воды используем формулы,

Файл с исходными данными для расчета температурного отопительного графика при качественном регулировании на ЭВМ формируется в следующей последовательности:

1-я строка:

m[1,1] - - ключ, определяющий вид температурного графика (1 - качественное регулирование по отопительной нагрузке; 4 - «повышенный» температурный график; 5 - «скорректированный» температурный график);

2-я строка:

$m[1,2]$ – ключ, определяющий схему включения абонентской системы (0 – без элеваторная, 1 – элеваторная);

$m[2,2]$ – ключ, определяющий наличие системы ГВС (0 – нет, 1 – есть).

3-я строка:

$m[1,3]$ – количество элементов в массиве температур наружного воздуха;

$m[1,3]$ – расчетная температура для проектирования отопления, °С;

$m[2,3]$ – расчетная температура воздуха внутри помещения, °С;

$m[3,3]$ – расчетная температура воды в подающей магистрали, °С;

$m[4,3]$ – расчетная температура воды в обратной магистрали, °С;

$m[5,3]$ – расчетная температура воды после смешения, °С.

4-я и 5-я строка:

$m[i,4], m[i,5]$ – массив температур наружного воздуха, °С.

Ниже приводятся файлы с исходными данными для данного примера и файл с результатами расчета температурного графика :

```

1
1 1
48 -39 18 115 60 95
8 7 6 5 4 3 2 1 0 -1 -2 -3 -4 -5 -6 -7 -8 -9 -10 -11 -12 -13 -14 -15
-16 -17 -18 -19 -20 -21 -22 -23 -24 -25 -26 -27 -28 -29 -30 -31
-32 -33 -34 -35 -36 -37 -38 -39

```

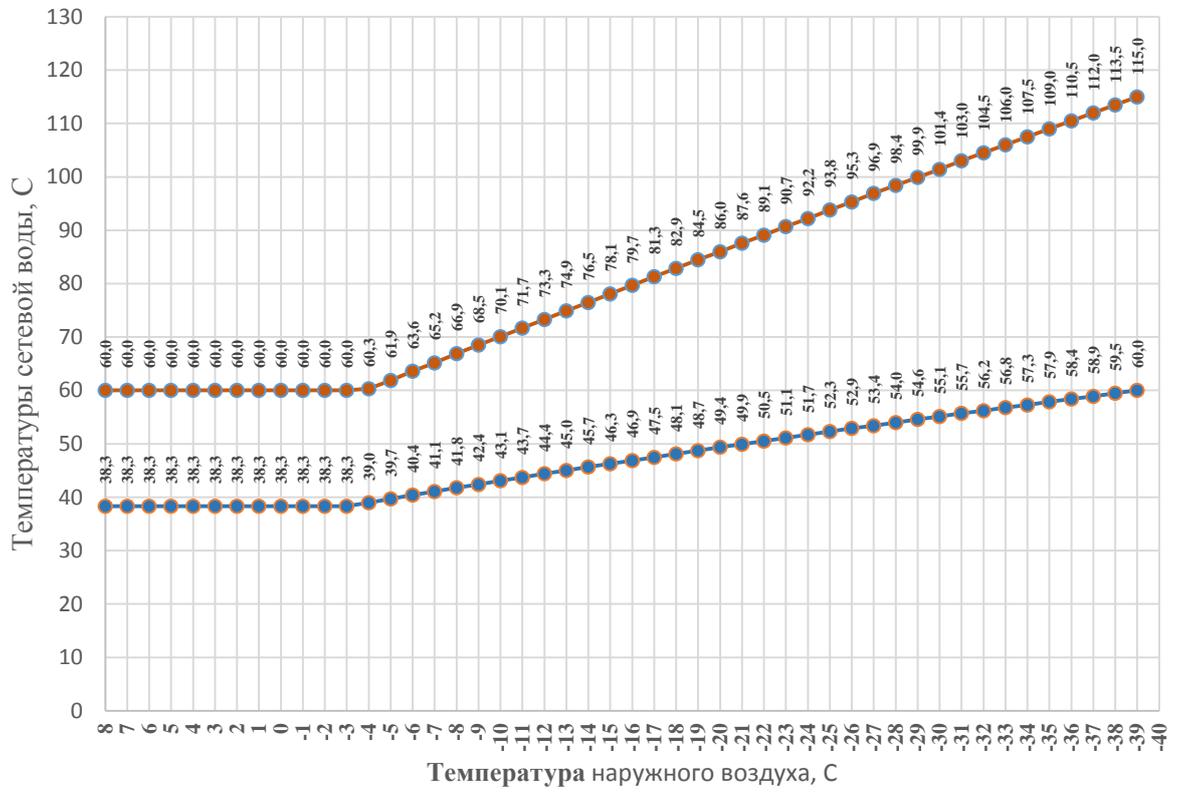
Температурный график $t_1/t_2 = 115/60$ °С при качественном регулировании по отопительной нагрузке в закрытой системе теплоснабжения (точка излома $t_{нв} = -3$ °С)

Таблица 7- Построение температурного графика

$t_{нв}$	$Q_{отн}$	t_1	t_2	t_3
°С	-	°С	°С	°С
8	0,175	39,4	29,7	35,9
7	0,193	41,2	30,6	37,3
6	0,211	43,0	31,4	38,8
5	0,228	44,85	32,2	40,2
4	0,246	46,6	33,1	41,6

3	0,263	48,3	33,8	43,1
2	0,281	50,1	34,6	44,4
1	0,298	51,8	35,4	45,8
0	0,316	53,5	36,1	47,2
-1	0,333	55,2	36,9	48,5
-2	0,351	56,9	37,6	49,9
-3	0,363	58,6	38,3	51,2
-4	0,386	60,3	39,0	52,5
-5	0,404	61,9	39,7	53,8
-6	0,421	63,6	40,4	55,2
-7	0,439	65,2	41,1	56,4
-8	0,456	66,9	41,3	57,7
-9	0,474	68,5	42,4	59,0

1	2	3	4	5
-10	0,491	70,1	43,1	60,3
-11	0,509	71,7	43,7	61,6
-12	0,526	73,3	44,4	62,8
-13	0,544	74,9	45,0	64,1
-14	0,561	76,5	45,7	65,3
-15	0,579	78,1	46,3	66,6
-16	0,596	79,7	46,9	67,8
-17	0,614	81,3	47,5	69,0
-18	0,632	82,9	48,1	70,2
-19	0,649	84,5	48,7	71,5
-20	0,667	86,0	49,4	72,7
-21	0,684	87,6	50,5	73,9
-22	0,702	89,1	51,1	75,1
-23	0,719	90,7	51,7	76,3
-24	0,737	92,2	52,3	77,5
-25	0,754	93,8	52,9	78,7
-26	0,772	95,3	53,4	79,9
-27	0,789	96,9	54,0	81,1
-28	0,807	98,4	54,6	82,2
-29	0,825	99,9	55,1	83,4
-30	0,842	101,4	55,7	84,6
-31	0,960	103,0	56,2	85,8
-32	0,877	104,5	56,3	86,9
-33	0,895	106,0	56,8	88,1
-34	0,912	107,5	57,3	89,3
-35	0,930	109,0	57,9	90,4
-36	0,947	110,5	58,4	91,6
-37	0,965	112,0	58,9	92,7
-38	0,982	113,5	59,5	93,9
-39	1,000	115,0	60,0	95,0



4 ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ СЕТИ

Цель расчета – определение потерь давления на участках трубопроводов двухтрубной водяной сети и располагаемых напоров на тепловых вводах потребителей. Методика предназначена для действующей сети. Перед гидравлическим расчетом составляется расчетная схема тепловой сети с нанесением на ней длин и диаметров трубопроводов, местных сопротивлений и расчетных расходов теплоносителей по всем участкам сети. Расчет производится, начиная от конечных участков (то есть участков без предшественников). Далее рассчитывается расход для тех участков, которые являются предшествующими для конечных участков. Если участок не содержит тепловых вводов, тогда расход воды для этого участка определяется как сумма расходов воды предыдущих участков. Ниже приводится последовательность гидравлического расчета. Потери напора на i -м участке трубопровода определяются, м:

$$\Delta H_i = \beta \Delta h_{mp(i)} \cdot L \cdot 10^{-3} + \Delta h_m, \quad (8)$$

где β – поправочный коэффициент, применяемый при коэффициенте эквивалентной шероховатости, отличном от $K_s = 0,5$ мм; примем $\beta=1$.

L – длина трубопровода на i -м участке, м;

$\Delta h_{mp(i)}$ – удельные линейные потери напора на трение, мм/м:

$$\Delta h_{mp(i)} = \frac{0,102 \lambda w^2 \rho}{2 d_{\text{вн}}} \quad (9)$$

где $d_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр трубопровода, м;

λ – коэффициент гидравлического трения.

Удельные потери на трение, Па/м, также можно определить по формуле [6]:

$$R = 6,27 \cdot 10^{-8} \cdot \lambda \cdot \frac{G_d^2}{D_i^5 \rho}, \quad (10)$$

где G_d – суммарный расчетный расход сетевой воды в двухтрубных тепловых сетях открытых и закрытых систем теплоснабжения, кг/ч;

ρ – средняя плотность теплоносителя на рассчитываемом участке, кг/м³.

Коэффициент гидравлического трения:

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{K_s}{D_i} + \frac{68}{\text{Re}} \right)^{0,25} \quad (11)$$

$$\text{Re} = \frac{w \cdot D_i}{\nu}, \quad (12)$$

где $\nu = 0,295 \cdot 10^{-6}$ м²/с – коэффициент кинематической вязкости

Скорость теплоносителя w находится из уравнения неразрывности, м/с:

$$w = \frac{4G_d}{3,6 \cdot \pi \cdot D_i^2 \cdot \rho} \quad (13)$$

Потери напора Δh_m в местных сопротивлениях, м:

$$\Delta h_m = \frac{\sum \zeta w^2 \rho}{2} \quad (14)$$

В данной работе местные сопротивления учитываются посредством эквивалентных длин. Эквивалентная длина местных сопротивлений, м:

$$l_e = \frac{\sum \zeta D_i}{\lambda} \quad (15)$$

Эквивалентная длина местных сопротивлений определяется в зависимости от диаметра трубопровода и типа местного сопротивления согласно. При учете местных сопротивлений посредством эквивалентных длин потери напора на i -м участке трубопровода определяются, м:

$$\Delta H_i = R \cdot l_{np}, \quad (16)$$

где $l_{np} = l + l_e$ – приведенная длина трубопровода.

Потери напора на участке на двух трубопроводах:

$$\Delta H_i = 2\Delta H_i \quad (17)$$

Потери напора от источника тепла на i -м участке:

$$\Delta H_u = \sum_1^{i-1} \Delta H_i + \Delta H_i \quad (18)$$

Располагаемый напор в конце участка:

$$\Delta H_{\kappa(i)}^p = \Delta H_{\text{н}(i)}^p - \Delta H_{2(i)}, \quad (19)$$

где $\Delta H_{\kappa(i)}^p$ – располагаемый напор в конце участка, м;

$\Delta H_{n(i)}^p$ – располагаемый напор в начале участка, м;

$\Delta H_{2(i)}$ – потери напора в 2-х трубопроводах (подающем и обратном) на данном участке.

Приведем расчет для участка 1 в качестве примера.

Длина участка по плану $l = 8$ м

Диаметр участка $D = 150$ мм

Расход воды на участке $G = 19,67$ м³/ч

Скорость теплоносителя w по формуле (13):

$$w = \frac{4 \cdot 19,67}{3,6 \cdot 3,14 \cdot 0,15^2 \cdot 958,1} = 0,32 \text{ м/с}$$

Критерий Рейнольдса по формуле (12):

$$Re = \frac{0,32 \cdot 0,15}{0,295 \cdot 10^{-6}} = 164137$$

Коэффициент гидравлического трения по формуле:

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{0,5}{150} + \frac{68}{164137} \right)^{0,25} = 0,027$$

Удельные потери на трение, Па/м, по формуле (10):

$$R = 6,27 \cdot 10^{-8} \cdot 0,027 \cdot \frac{(19,67 \cdot 10^3)^2}{0,15^5 \cdot 958,1} = 9,1 \text{ Па/м}$$

Эквивалентные длины местных сопротивлений принимаются равными 30% от общей длины участка.

$$\sum l_e = 0,3 \cdot 8 = 2,4 \text{ м}$$

Приведенная длина участка:

$$l_{np} = l + \sum l_e = 8 + 2,4 = 10,4 \text{ м}$$

Потери напора на 1-м участке трубопровода, м, по формуле :

$$\Delta H_i = 9,1 \cdot 10,4 = 94 \text{ Па}$$

Таблица 7 – Гидравлический расчет сети

Номер участка	Диаметр участка	Расход воды G, т/ч	Скорость w, м/с	Длина участка l, м	Эквивалентная длина участка l _э , м	Приведенная длина участка l _{пр} , м	Критерий Рейнольдса Re	Коэффициент гидравлического трения λ	Удельные потери на трение R, Па/м	Потери давления на участке ΔP, Па	Потери напора на участке ΔH, м.вод.с
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0-1	150	19,67	0,32	8	2,4	10,40	164137	0,027	9,07	94	0,009
1-2	150	19,62	0,32	25	7,5	32,50	163788	0,027	9,03	294	0,029
2-3	150	19,26	0,32	5	1,5	6,50	160769	0,027	8,71	57	0,006
3-4	150	19,22	0,32	10	3	13,00	160404	0,027	8,67	113	0,011
4-5	150	19,21	0,32	34	10,2	44,20	160298	0,027	8,66	383	0,038
5-6	150	16,05	0,26	85	25,5	110,50	133984	0,027	6,08	672	0,067
6-7	150	15,83	0,26	375	112,5	487,50	132163	0,027	5,92	2886	0,289
7-8	100	5,84	0,22	55	16,5	71,50	73138	0,031	6,82	487	0,049
8-9	100	5,76	0,21	60	18	78,00	72159	0,031	6,64	518	0,052
9-10	100	3,40	0,13	110	33	143,00	42567	0,031	2,37	339	0,034
10-11	80	2,11	0,12	35	10,5	45,50	33007	0,033	2,95	134	0,013
11-12	80	1,96	0,11	427	128,1	555,10	30730	0,033	2,57	1426	0,143
12-13	80	1,95	0,11	300	90	390,00	30446	0,033	2,52	984	0,098
13-14	70	1,16	0,09	4	1,2	5,20	20812	0,035	1,85	10	0,001
14-15	70	1,15	0,09	50	15	65,00	20487	0,035	1,80	117	0,012
15-16	50	0,60	0,09	13	3,9	16,90	15024	0,038	2,88	49	0,005
16-17	40	0,05	0,01	21	6,3	27,30	1707	0,053	0,10	3	0,000

Продолжение таблицы 7

Номер участка	Диаметр участка	Расход воды G, т/ч	Скорость w, м/с	Длина участка l, м	Эквивалентная длина участка l _е , м	Приведенная длина участка l _{пр} , м	Критерий Рейнольдса Re	Коэффициент гидравлического трения λ	Удельные потери на трение R, Па/м	Потери давления на участке ΔP, Па	Потери напора на участке ΔH, м.вод.с
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
7-18	150	9,99	0,16	11	3,24	14,04	83404	0,028	2,40	34	0,003
18-19	100	5,25	0,19	500	150	650,00	65694	0,031	5,52	3591	0,359
19-20	100	3,98	0,15	1152	345,6	1497,60	49851	0,031	3,22	4828	0,483
20-21	70	1,67	0,13	20	6	26,00	29917	0,034	3,73	97	0,010
21-22	50	0,84	0,12	5	1,5	6,50	20942	0,037	5,47	36	0,004
19-23	50	1,27	0,19	118	35,4	153,40	31686	0,037	12,25	1879	0,188
23-24	50	1,25	0,18	10	3	13,00	31231	0,037	11,90	155	0,015
24-25	32	0,87	0,31	30	9	39,00	34145	0,040	59,53	2322	0,232
25-26	32	0,75	0,27	10	3	13,00	29165	0,040	43,64	567	0,057
26-27	32	0,38	0,14	10	3	13,00	14938	0,041	11,79	153	0,015
27-28	32	0,02	0,01	71	21,3	92,30	711	0,064	0,04	4	0,000
27-27a	32	0,36	0,13	7	2,1	9,10	14227	0,042	10,72	98	0,010
26-26a	32	0,36	0,13	7	2,1	9,10	14227	0,042	10,72	98	0,010

Продолжение таблицы 7

Номер участка	Диаметр участка	Расход воды G, т/ч	Скорость w, м/с	Длина участка l, м	Эквивалентная длина участка l _е , м	Приведенная длина участка l _{пр} , м	Критерий Рейнольдса Re	Коэффициент гидравлического трения λ	Удельные потери на трение R, Па/м	Потери давления на участке ΔP, Па	Потери напора на участке ΔH, м.вод.с
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
18-29	80	4,75	0,27	177	53,1	230,10	74265	0,032	14,39	3312	0,331
29-30	80	4,71	0,27	38	11,4	49,40	73696	0,032	14,18	700	0,070
13-31	50	0,78	0,12	35	10,5	45,50	19576	0,037	4,80	218	0,022
31-32	50	0,65	0,10	5	1,5	6,50	16389	0,038	3,40	22	0,002
32-33	50	0,42	0,06	17	5,1	22,10	10471	0,039	1,44	32	0,003
10-34	50	1,29	0,19	163	48,9	211,90	32324	0,036	12,73	2698	0,270
34-35	50	1,15	0,17	33	9,9	42,90	28682	0,037	10,08	432	0,043
35-36	40	0,07	0,02	78	23,4	101,40	2276	0,050	0,17	17	0,002
5-37	50	3,15	0,47	50	15	65,00	78943	0,036	73,92	4805	0,480
37-38	50	2,21	0,33	20	6	26,00	55269	0,036	36,54	950	0,095
38-39	50	1,32	0,19	30	9	39,00	32961	0,036	13,23	516	0,052
39-40	50	1,27	0,19	10	3	13,00	31868	0,037	12,38	161	0,016
40-41	40	1,09	0,25	93	27,9	120,90	34145	0,038	29,03	3509	0,351

Продолжение таблицы 7

Номер участка	Диаметр участка	Расход воды G, т/ч	Скорость w, м/с	Длина участка l, м	Эквивалентная длина участка l _е , м	Приведенная длина участка l _{пр} , м	Критерий Рейнольдса Re	Коэффициент гидравлического трения λ	Удельные потери на трение R, Па/м	Потери давления на участке ΔP, Па	Потери напора на участке ΔH, м.вод.с
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
20-20а	80	2,31	0,13	85	25,5	110,50	36136	0,033	3,52	389	0,039
23-23а	32	0,02	0,01	10	3	13,00	711	0,064	0,04	1	0,000
24-24а	32	0,37	0,14	5	1,5	6,50	14654	0,042	11,36	74	0,007
24а-24б	15	0,01	0,01	10	3	13,00	455	0,072	0,18	2	0,000
24а-24в	15	0,37	0,61	10	3	13,00	30806	0,048	560,71	7289	0,729
25-25а	32	0,11	0,04	71	21,3	92,30	4268	0,046	1,08	99	0,010
25-25б	32	0,02	0,01	72	21,6	93,60	711	0,064	0,04	4	0,000
29-29а	50	0,04	0,01	30	9	39,00	911	0,059	0,02	1	0,000
15-15а	50	0,55	0,08	4	1,2	5,20	13658	0,038	2,40	12	0,001
16-16а	50	0,55	0,08	4	1,2	5,20	13658	0,038	2,40	12	0,001

Продолжение таблицы 7

Номер участка	Диаметр участка	Расход воды G, т/ч	Скорость w, м/с	Длина участка l, м	Эквивалентная длина участка l _э , м	Приведенная длина участка l _{пр} , м	Критерий Рейнольдса Re	Коэффициент гидравлического трения λ	Удельные потери на трение R, Па/м	Потери давления на участке ΔP, Па	Потери напора на участке ΔH, м.вод.с
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
14-14а	40	0,02	0,00	114	34,2	148,20	569	0,066	0,01	2	0,000
31-31а	50	0,13	0,02	4	1,2	5,20	3187	0,046	0,16	1	0,000
32-32а	50	0,24	0,03	4	1,2	5,20	5918	0,042	0,49	3	0,000
12-12а	25	0,02	0,01	3	0,9	3,90	911	0,061	0,14	1	0,000
11-11а	50	0,15	0,02	35	10,5	45,50	3642	0,045	0,20	9	0,001
34-34а	40	0,15	0,03	19	5,7	24,70	4553	0,045	0,61	15	0,001
34а-34б	25	0,07	0,04	4	1,2	5,20	3642	0,049	1,73	9	0,001
34а-34в	25	0,07	0,04	4	1,2	5,20	3642	0,049	1,73	9	0,001
35-35а	40	1,07	0,25	4	1,2	5,20	33576	0,038	28,08	146	0,015
35а-35б	40	0,09	0,02	4	1,2	5,20	2845	0,048	0,25	1	0,000

Продолжение таблицы 7

Номер участка	Диаметр участка	Расход воды G, т/ч	Скорость w, м/с	Длина участка l, м	Эквивалентная длина участка l _э , м	Приведенная длина участка l _{пр} , м	Критерий Рейнольдса Re	Коэффициент гидравлического трения λ	Удельные потери на трение R, Па/м	Потери давления на участке ΔP, Па	Потери напора на участке ΔH, м.вод.с
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
9-9а	50	2,36	0,35	100	30	130,00	59184	0,036	41,82	5436	0,544
9а-9б	50	0,73	0,11	20	6	26,00	18211	0,038	4,17	108	0,011
8-8а	50	0,08	0,01	5	1,5	6,50	1958	0,051	0,06	0	0,000
8а-8б	50	0,07	0,01	7	1,95	8,45	1821	0,051	0,06	0	0,000
40-40а	40	0,18	0,04	30	9	39,00	5691	0,043	0,92	36	0,004
39-39а	50	0,04	0,01	11	3,225	13,98	1093	0,057	0,02	0	0,000
39а-39б	50	0,03	0,00	11	3,225	13,98	774	0,062	0,01	0	0,000
39б-39в	20	0,02	0,02	8	2,4	10,40	1138	0,059	0,40	4	0,000
38-38а	50	0,89	0,13	22	6,45	27,95	22308	0,037	6,18	173	0,017
38а-38б	50	0,71	0,10	5	1,5	6,50	17755	0,038	3,97	26	0,003
38б-38в	32	0,18	0,07	15	4,5	19,50	7113	0,044	2,83	55	0,006

Продолжение таблицы 7

Номер участка	Диаметр участка	Расход воды G, т/ч	Скорость w, м/с	Длина участка l, м	Эквивалентная длина участка l _э , м	Приведенная длина участка l _{пр} , м	Критерий Рейнольдса Re	Коэффициент гидравлического трения λ	Удельные потери на трение R, Па/м	Потери давления на участке ΔP, Па	Потери напора на участке ΔH, м.вод.с
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
38б-38г	32	0,53	0,19	128	38,31	166,01	20629	0,041	22,12	3672	0,367
38г-38д	32	0,36	0,13	8	2,25	9,75	14227	0,042	10,72	105	0,010
38д-38е	32	0,18	0,07	5	1,5	6,50	7113	0,044	2,83	18	0,002
37-37а	50	0,95	0,14	20	6	26,00	23674	0,037	6,94	180	0,018
37а-37б	50	0,04	0,01	55	16,5	71,50	911	0,059	0,02	1	0,000
37а-37-в	50	0,91	0,13	5	1,5	6,50	22763	0,037	6,43	42	0,004
4-4а	32	0,01	0,00	7	2,1	9,10	498	0,069	0,02	0	0,000
3-3а	40	0,04	0,01	7	2,1	9,10	1366	0,055	0,07	1	0,000
2-2а	50	0,36	0,05	25	7,5	32,50	9060	0,040	1,10	36	0,004
2а-2б	50	0,33	0,05	10	3	13,00	8195	0,040	0,91	12	0,001
2б-2в	50	0,09	0,01	30	9	39,00	2276	0,049	0,09	3	0,000

Окончание таблицы 7

Номер участка	Диаметр участка	Расход воды G, т/ч	Скорость w, м/с	Длина участка l, м	Эквивалентная длина участка l _е , м	Приведенная длина участка l _{пр} , м	Критерий Рейнольдса Re	Коэффициент гидравлического трения λ	Удельные потери на трение R, Па/м	Потери давления на участке ΔP, Па	Потери напора на участке ΔH, м.вод.с
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2а-2г	50	0,03	0,01	1	0,3	1,30	865	0,060	0,01	0	0,000
2б-2д	32	0,24	0,09	10	3	13,00	9248	0,043	4,67	61	0,006
1-1а	32	0,04	0,02	4	1,2	5,20	1636	0,054	0,18	1	0,000
1а-1б	15	0,01	0,01	1	0,3	1,30	455	0,072	0,18	0	0,000
1а-1в	32	0,04	0,01	1	0,3	1,30	1423	0,055	0,14	0	0,000
6-6а	40	0,22	0,05	110	33	143,00	6829	0,043	1,30	185	0,019
0а-0б	15	0,03	0,05	7	1,95	8,45	2580	0,054	4,48	38	0,004
0в-0г	15	0,01	0,01	5	1,5	6,50	759	0,065	0,46	3	0,000

5 РАЗРАБОТКА ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РЕЖИМА ДЛЯ ТЕПЛОВОЙ СЕТИ

5.1 Построение пьезометрических графиков

По результатам гидравлического расчета водяных тепловых сетей строится пьезометрический график для главной магистрали и характерных ответвлений, представляющих собой зависимость напоров на участках сети и у потребителей от положения этих участков и потребителей, то есть от расстояния до станции.

Пьезометрический график необходимо получить таким, чтобы гидравлический режим системы удовлетворял следующим условиям:

1. Пьезометрический напор в обратной линии сети не должен превышать 60 м во избежание разрыва отопительных приборов у потребителей (в качестве отопительных приборов принимаем чугунные радиаторы) и в то же время должен быть на 5 м выше статического напора систем отопления для обеспечения их заполнения.
2. Избыточный напор во всех точках сети должен быть не менее 5 м (для предупреждения подсоса воздуха из атмосферы).
3. Линия статического напора должна проходить на 5 м выше отметки самого высокого здания.

Во всех точках сети напор в подающей линии не должен быть ниже статического.

4. Желательно, чтобы обратная пьезометрическая линия проходила выше зданий.
5. Давление воды во всасывающих патрубках сетевых, подпиточных, подкачивающих и смесительных насосов не должно превышать допустимого по условиям прочности конструкции

насосов и быть не ниже 5 м или величины допустимого кавитационного запаса.

6. Давление в подающем трубопроводе при работе сетевых насосов должно быть таким, чтобы не происходило кипения воды при ее максимальной температуре в любой точке подающего трубопровода, в оборудовании источника теплоты и в приборах систем теплопотребителей, непосредственно присоединенных к тепловым сетям; при этом давление в оборудовании источника теплоты и тепловой сети не должно превышать допустимых пределов их прочности.

7. Статическое давление в системе теплоснабжения не должно превышать допустимого давления в оборудовании источника теплоты, в тепловых сетях и системах теплопотребления, непосредственно присоединенных к сетям, и обеспечивать заполнение их водой.

Таблица 8 – Данные для построения пьезометрических графиков

Номер участка	Расстояние до источника L, м	Напор в подающем трубопроводе H_1 , м	Напор в обратном трубопроводе H_2 , м
основная магистраль			
ист	0	41,31	28,69
1	8,00	41,30	28,70
2	33,00	41,27	28,73
3	38,00	41,26	28,74
4	48,00	41,25	28,75
5	82,00	41,21	28,79
6	167,00	41,15	28,85
7	542,00	40,86	29,14
18	552,80	40,86	29,14
19	1052,80	40,50	29,50
20	2204,80	40,01	29,99
21	2224,80	40,00	30,00
22	2229,80	40	30
ответвление к потребителю 16			
7	542,00	40,86	29,14

8	597,00	40,81	29,19
9	657,00	40,76	29,24
10	767,00	40,72	29,28
11	802,00	40,71	29,29
12	1229,00	40,57	29,43
13	1529,00	40,47	29,53
14	1533,00	40,47	29,53
15	1583,00	40,46	29,54
16	1596,00	40,45	29,55
17	1617,00	40,45	29,55

Продолжение таблицы 8

Номер участка	Расстояние до источника L, м	Напор в подающем трубопроводе H_1 , м	Напор в обратном трубопроводе H_2 , м
ответвление к потребителю 20			
13	1529,00	40,47	29,53
31	1564,00	40,45	29,55
32	1569,00	40,45	29,55
33	1586,00	40,44	29,56
ответвление к потребителю 35			
5	82,00	41,21	28,79
37	132,00	40,73	29,27
38	152,00	40,64	29,36
39	182,00	40,59	29,41
41	192,00	40,57	29,43
42	285,00	40,22	29,78
ответвление к потребителю 4			
19	1052,80	40,50	29,50
23	1170,80	40,31	29,69
24	1180,80	40,29	29,71
25	1210,80	40,06	29,94
26	1220,80	40,00	30,00
27	1230,80	39,99	30,01
28	1301,80	39,99	30,01

Давление в подающем трубопроводе тепловой сети – $p_1=56,5$ м вод.ст.

Давление в обратном трубопроводе тепловой сети – $p_2=34$ м вод.ст.

Потери давления на источнике и у потребителей - 10 м вод.ст.

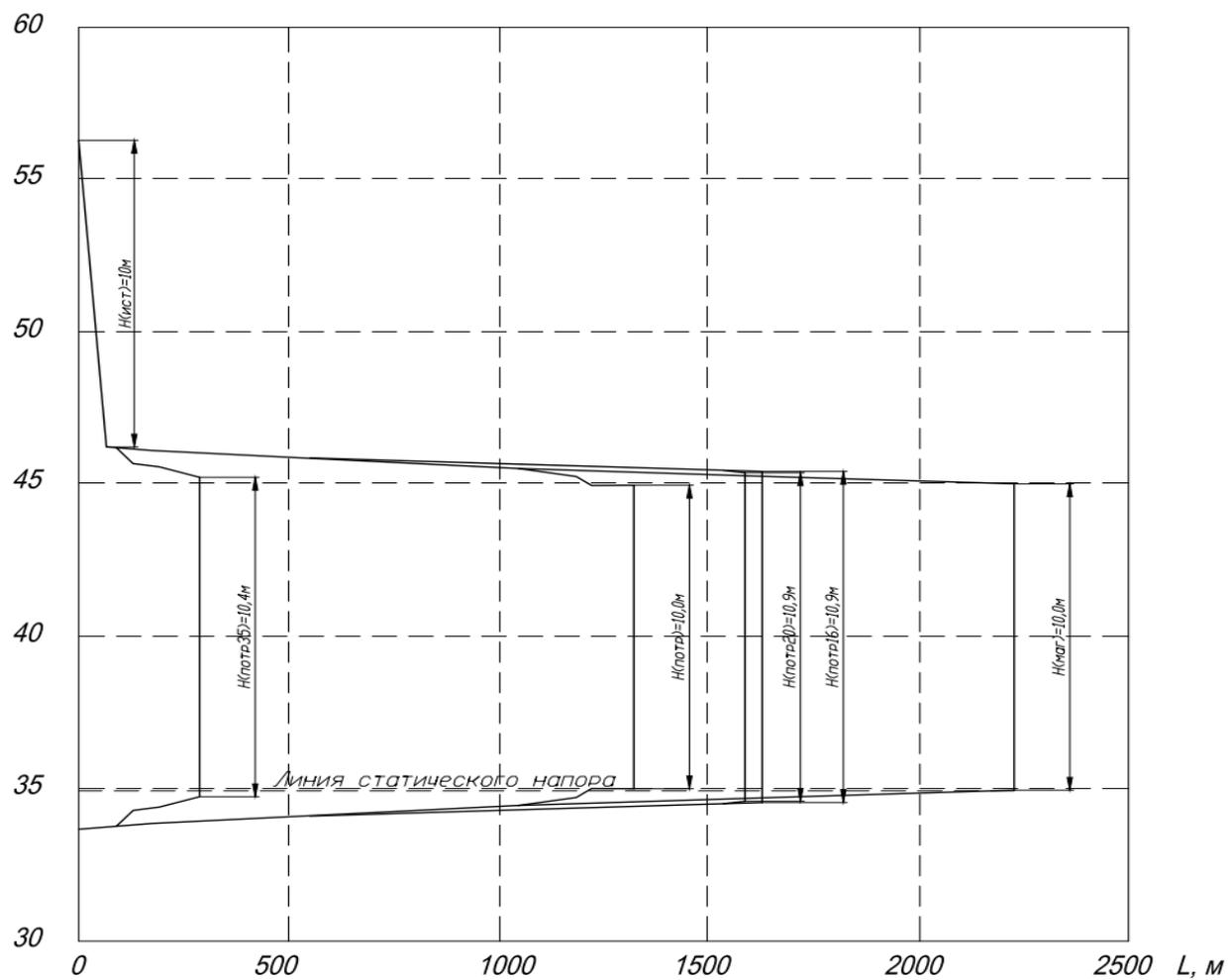


Рисунок 3 – Пьезометрический график тепловой сети

5.2 Проверка работы насосного оборудование на тепловую сеть

В качестве сетевых насосов на котельной установлено 3 насоса (2 рабочих, 1 резервный) К-20-18 с диаметром рабочего колеса $D_k=129$ мм. После реконструкции тепловой сети в связи с подключением новых потребителей производительность и напор насосов увеличились. Подача насосов равна производительности котельных агрегатов с учетом 5%-го запаса:

$$G = 26 \cdot 1,05 = 27,3 \text{ м}^3 / \text{ч}$$

Напор насосов согласно пьезометрическому графику с учетом 10%-го запаса:

$$H = 22,6 \cdot 1,1 = 24,9 \text{ м}$$

Согласно характеристикам насосов К-20-18, при подаче одного насоса $13,65 \text{ м}^3/\text{ч}$, они обеспечивают напор 20 м вод.ст., что меньше 24,9 м и говорит о целесообразности замены насосов. Принимаем к установке 3 параллельно соединенных насоса (2 рабочих, 1 резервный) WILO IL 32/150-2,2/2[15].

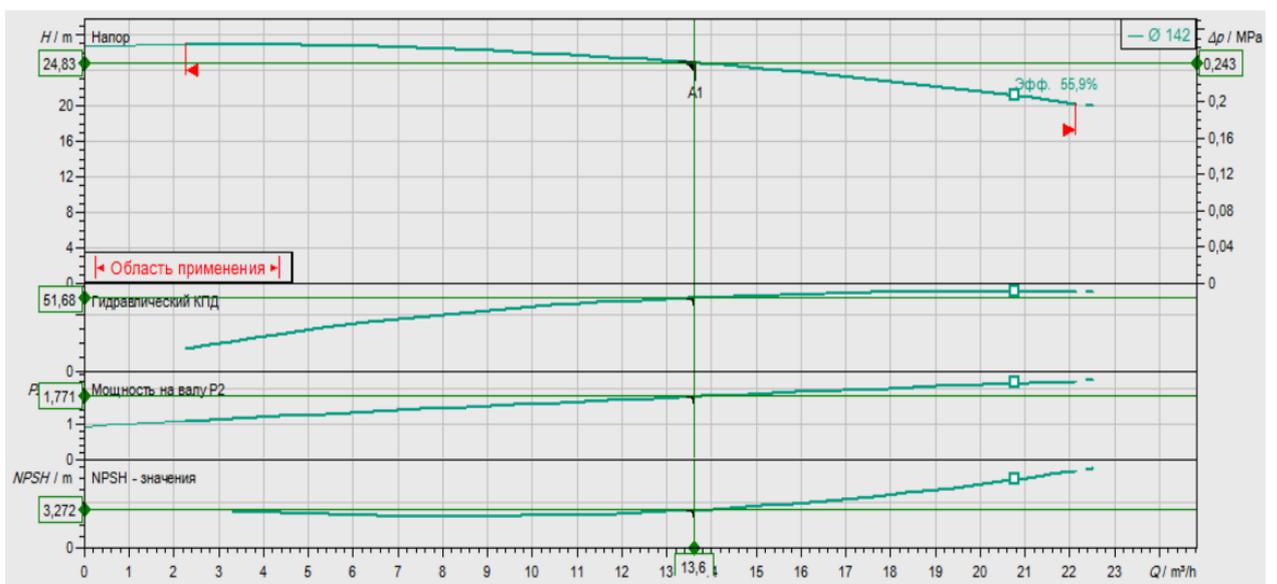


Рисунок 4 – Гидравлические характеристики сетевого насоса WILO 32/150-2,2/2

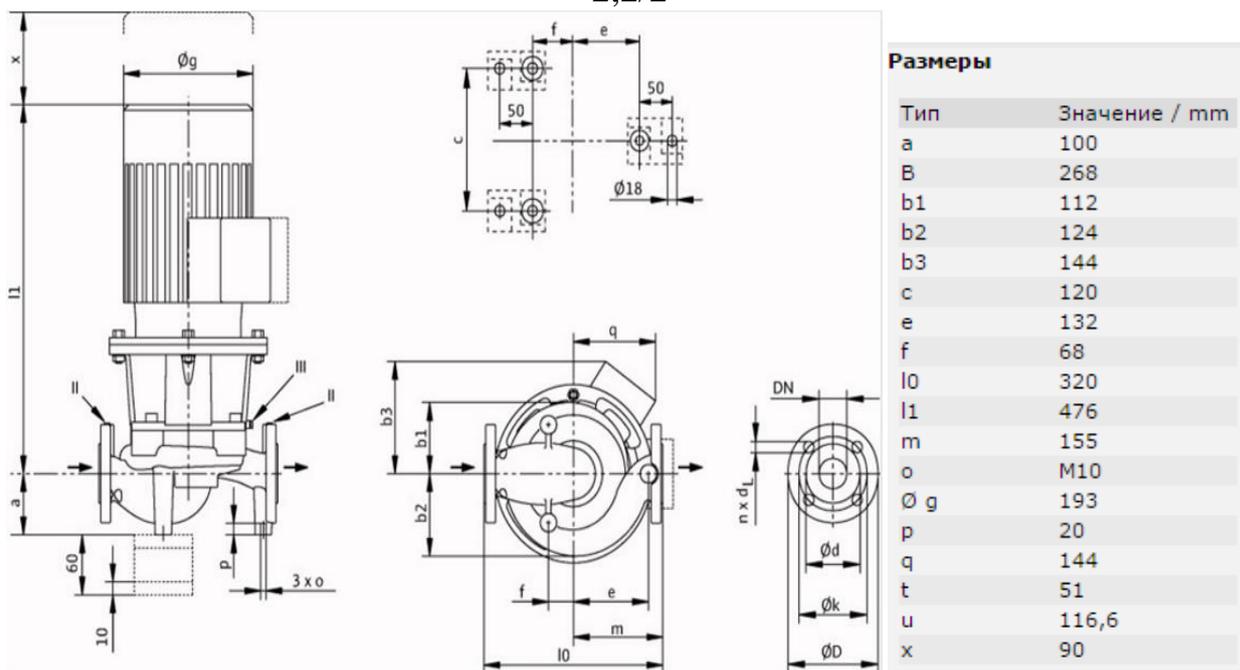


Рисунок 5 – Конструктивные характеристики сетевого насоса WILO 32/150-2,2/2

6 РАСЧЕТ ТЕПЛОВЫХ ПОТЕРЬ В СЕТИ

Современная тепловая изоляция обеспечивает минимальные тепловые потери, что дает возможность экономить топливо и электроэнергию.

Промышленность выпускает большой ассортимент теплоизоляционных, пароизоляционных и кровельных материалов, что делает возможным выполнение теплоизоляционных работ любой технической сложности.

Наружные покрытия изоляции выполняются из металлических кожухов, синтетических пленок, стеклопластика, дублированных материалов.

Для снижения тепловых потерь в качестве тепловой изоляции применяем маты прошивные из минеральной ваты.

Техническая характеристика изоляционного материала[2]:

объемная масса, кг/м ³ , не более.....	100
коэффициент теплопроводности, Вт/(м·°С).....	0,045 + 0,00021 · t
содержание синтетической вязки, %, не более	1
влажность, %, не более	1

Расчет толщины тепловой изоляции трубопроводов по нормированной плотности теплового потока выполняют по формуле:

$$\delta_k = \frac{d \cdot (e^{2\lambda_k R_k} - 1)}{2}, \quad (20)$$

где d - наружный диаметр трубопровода, м;

e - основание натурального логарифма;

λ_k - теплопроводность теплоизоляционного слоя, Вт/(м·°С);

R_k - термическое сопротивление слоя изоляции, м·°С/Вт, величину

которого определяют по следующему выражению при канальной прокладке трубопровода:

$$R_{\kappa} = \frac{t_w - t_e}{q_e \cdot k_1} - R_{nc} - (1 + \psi) \cdot (R_{нк} + R_{\kappa} + R_{\text{сп}}), \quad (21)$$

где q_e - нормированная линейная плотность теплового потока, Вт/м;

t_w - средняя за период эксплуатации температура теплоносителя;

t_e - среднегодовая температура окружающей среды;

k_1 - поправочный коэффициент (для Западной Сибири и прокладке в непроходных каналах $k_1 = 1,03$)

R_{nc} - термическое сопротивление поверхности изоляционного слоя, м·°C /Вт, определяемое по формуле:

$$R_{nc} = \frac{1}{\alpha_e \cdot \pi \cdot (d + 0,1)}, \quad (22)$$

здесь α_e , Вт/(м²°C) - коэффициент теплоотдачи с поверхности тепловой изоляции в окружающий воздух (при прокладке в каналах $\alpha_e = 8$ Вт/(м²°C));

d - наружный диаметр трубопровода, м;

$R_{нк}$ - термическое сопротивление поверхности канала, определяемое по формуле:

$$R_{нк} = \frac{P}{4\alpha_e \cdot \pi \cdot F}, \quad (23)$$

здесь α_e , Вт/(м²°C) - коэффициент теплоотдачи от воздуха к внутренней поверхности канала ($\alpha_e = 8$ Вт/(м²°C));

F - внутреннее сечение канала, м²;

P - периметр сторон по внутренним размерам, м;

R_{κ} - термическое сопротивление стенки канала, определяемое по формуле:

$$R_{\kappa} = \frac{1}{2\pi \cdot \lambda_{cm}} \cdot \ln \frac{d_{нз}}{d_{вз}}, \quad (24)$$

здесь λ_{cm} - теплопроводность стенки канала (для железобетона $\lambda_{cm} = 2,04$ Вт/(м °C));

$d_{нэ}$ - наружный эквивалентный диаметр канала, определяемый по наружным размерам канала, м;

R_{zp} - термическое сопротивление грунта, определяемое по формуле:

$$R_{zp} = \frac{1}{2\pi \cdot \lambda_{zp}} \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot h}{d_{нэ}} + \sqrt{\frac{4 \cdot h^2}{d_{нэ}^2} - 1} \right), \quad (25)$$

здесь λ_{zp} - теплопроводность грунта, зависящая от его структуры и влажности (при отсутствии данных его значение можно принимать $\lambda_{zp} = 1,0-1,5$ Вт/(м·°С));

h - глубина заложения оси теплопровода от поверхности земли, м;

ψ_1, ψ_2 - коэффициенты, учитывающие взаимное влияние температурных полей соседних теплопроводов, определяемые по формулам:

$$\psi_1 = \frac{q_{e1}}{q_{e2}}, \quad (26)$$

$$\psi_2 = \frac{q_{e2}}{q_{e1}} \quad (27)$$

здесь q_{e1}, q_{e2} – нормированные линейные плотности тепловых потоков соответственно для подающего и обратного трубопроводов, Вт/м.

Приведем пример расчета для участка 1.

Нормированные линейные плотности тепловых потоков соответственно для подающего и обратного трубопроводов:

$$q_{e1} = 25 \text{ Вт/м}, q_{e2} = 14 \text{ Вт/м}$$

Коэффициенты, учитывающие взаимное влияние температурных полей соседних теплопроводов

$$\psi_1 = \frac{25}{14} = 1,79$$
$$\psi_2 = \frac{14}{25} = 0,56$$

Термическое сопротивление поверхности изоляционного слоя:

$$R_{nc} = \frac{1}{8 \cdot 3,14 \cdot (0,15 + 0,1)} = 0,159 \text{ м}^2\text{С} / \text{Вт}$$

Принимаем непроходной канал железобетонный типа КЛ внутренними размерами 460x1000 мм, толщина 100 мм.

$F = 0,46 \text{ м}^2$ - внутреннее сечение канала.

$P = 2,92 \text{ м}$ - периметр сторон по внутренним размерам.

Термическое сопротивление поверхности канала, определяемое по формуле:

$$R_{нк} = \frac{2,92}{4 \cdot 8 \cdot 3,14 \cdot 0,46} = 0,063 \text{ м}^2\text{С} / \text{Вт}$$

Термическое сопротивление стенки канала, определяемое по формуле:

$$R_{к} = \frac{1}{2 \cdot 3,14 \cdot 2,04} \cdot \ln \frac{0,742}{0,63} = 0,013 \text{ м}^2\text{С} / \text{Вт}$$

Термическое сопротивление грунта, определяемое по формуле:

$$R_{зп} = \frac{1}{2 \cdot 3,14 \cdot 1,5} \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot 1,5}{0,742} + \sqrt{\frac{4 \cdot 1,5^2}{0,742^2} - 1} \right) = 0,22 \text{ м}^2\text{С} / \text{Вт}$$

Термическое сопротивление слоя изоляции для подающего трубопровода:

$$R_{к} = \frac{59-5}{25 \cdot 1,03} - 0,159 - (1+1,79) \cdot (0,063 + 0,013 + 0,22) = 1,11 \text{ м}^2\text{С} / \text{Вт}$$

Термическое сопротивление слоя изоляции для обратного трубопровода:

$$R_{к} = \frac{38-5}{14 \cdot 1,03} - 0,159 - (1+0,56) \cdot (0,063 + 0,013 + 0,22) = 1,67 \text{ м}^2\text{С} / \text{Вт}$$

Толщина тепловой изоляции подающего трубопровода:

$$\delta_{к} = \frac{0,15 \cdot (2,7^{2 \cdot 3,14 \cdot 0,06 \cdot 1,11} - 1)}{2} = 0,04 \text{ м}$$

Толщина тепловой изоляции обратного трубопровода:

$$\delta_{к} = \frac{0,15 \cdot (2,7^{2 \cdot 3,14 \cdot 0,05 \cdot 1,67} - 1)}{2} = 0,06 \text{ м}$$

Принимаем толщину изоляции 60 мм для обоих трубопроводов.

Таблица 9 – Расчет тепловой изоляции

№ участка	d, мм	l, м	t _{w1} , °C	t _{w2} , °C	R _{пс} , м ² °C/Вт	P, м	F, м ²	R _{пк} , м ² °C/Вт	d _{нз} , м	d _{вз} , м	R _к , м ² °C/Вт	h, м	R _{гр} , м ² °C/Вт	q _{e1} , Вт/м	q _{e2} , Вт/м	Ψ ₁	Ψ ₂	λ ₁ , Вт/(мК)	λ ₂ , Вт/(мК)	R _{к1} , м ² °C/Вт	R _{к2} , м ² °C/Вт	δ ₁ , м	δ ₂ , м	δ, мм	
0-1	150	8	59	38	0,159	2,92	0,46	0,063	0,742	0,630	0,013	1,5	0,22	25	14	1,79	0,56	0,06	0,05	1,11	1,67	0,04	0,06	60	
1-2	150	25	59	38	0,159	2,92	0,46	0,063	0,742	0,630	0,013	1,5	0,22	25	14	1,79	0,56	0,06	0,05	1,11	1,67	0,04	0,06	60	
2-3	150	5	59	38	0,159	2,92	0,46	0,063	0,742	0,630	0,013	1,5	0,22	25	14	1,79	0,56	0,06	0,05	1,11	1,67	0,04	0,06	60	
3-4	150	10	59	38	0,159	2,92	0,46	0,063	0,742	0,630	0,013	1,5	0,22	25	14	1,79	0,56	0,06	0,05	1,11	1,67	0,04	0,06	60	
4-5	150	34	59	38	0,159	2,92	0,46	0,063	0,742	0,630	0,013	1,5	0,22	25	14	1,79	0,56	0,06	0,05	1,11	1,67	0,04	0,06	60	
5-6	150	85	59	38	0,159	2,92	0,46	0,063	0,742	0,630	0,013	1,5	0,22	25	14	1,79	0,56	0,06	0,05	1,11	1,67	0,04	0,06	60	
6-7	150	375	59	38	0,159	2,92	0,46	0,063	0,742	0,630	0,013	1,5	0,22	25	14	1,79	0,56	0,06	0,05	1,11	1,67	0,04	0,06	60	
7-8	100	55	59	38	0,199	2,92	0,46	0,063	0,742	0,630	0,013	1,5	0,22	22	13	1,69	0,59	0,06	0,05	1,39	1,79	0,03	0,04	40	
8-9	100	60	59	38	0,199	2,92	0,46	0,063	0,742	0,630	0,013	1,5	0,22	22	13	1,69	0,59	0,06	0,05	1,39	1,79	0,03	0,04	40	
9-10	100	110	59	38	0,199	2,92	0,46	0,063	0,742	0,630	0,013	1,5	0,22	22	13	1,69	0,59	0,06	0,05	1,39	1,79	0,03	0,04	40	
10-11	80	35	59	38	0,221	2,88	0,45	0,064	0,738	0,626	0,013	1,5	0,22	21	12	1,75	0,57	0,06	0,05	1,46	1,98	0,03	0,04	40	
11-12	80	427	59	38	0,221	2,88	0,45	0,064	0,738	0,626	0,013	1,5	0,22	21	12	1,75	0,57	0,06	0,05	1,46	1,98	0,03	0,04	40	
12-13	80	300	59	38	0,221	2,88	0,45	0,064	0,738	0,626	0,013	1,5	0,22	21	12	1,75	0,57	0,06	0,05	1,46	1,98	0,03	0,04	40	
13-14	70	4	59	38	0,234	2,88	0,45	0,064	0,738	0,626	0,013	1,5	0,22	19	11	1,73	0,58	0,06	0,05	1,71	2,21	0,03	0,04	40	
14-15	70	50	59	38	0,234	2,88	0,45	0,064	0,738	0,626	0,013	1,5	0,22	19	11	1,73	0,58	0,06	0,05	1,71	2,21	0,03	0,04	40	
15-16	50	13	59	38	0,265	2,88	0,45	0,064	0,738	0,626	0,013	1,5	0,22	16	10,00	1,60	0,63	0,06	0,05	2,24	2,46	0,03	0,03	40	
16-17	40	21	59	38	0,284	2,88	0,45	0,064	0,738	0,626	0,013	1,5	0,22	15	9,00	1,67	0,60	0,06	0,05	2,42	2,80	0,03	0,03	30	
7-18	150	11	59	38	0,159	2,92	0,46	0,063	0,742	0,630	0,013	1,5	0,22	25	14	1,79	0,56	0,06	0,05	1,11	1,67	0,04	0,06	60	
18-19	100	500	59	38	0,199	2,92	0,46	0,063	0,742	0,630	0,013	1,5	0,22	22	13	1,69	0,59	0,06	0,05	1,39	1,79	0,03	0,04	40	
19-20	100	1152	59	38	0,199	2,92	0,46	0,063	0,742	0,630	0,013	1,5	0,22	22	13	1,69	0,59	0,06	0,05	1,39	1,79	0,03	0,04	40	
20-21	70	20	59	38	0,234	2,88	0,45	0,064	0,738	0,626	0,013	1,5	0,22	19	11	1,73	0,58	0,06	0,05	1,71	2,21	0,03	0,04	40	
21-22	50	5	59	38	0,265	2,88	0,45	0,064	0,738	0,626	0,013	1,5	0,22	16	10,00	1,60	0,63	0,06	0,05	2,24	2,46	0,03	0,03	40	

Продолжение таблицы 9

№ участка	d, мм	l, м	t _{w1} , °C	t _{w2} , °C	R _{пс} , М ² °C/Вт	P, м	F, М ²	R _{пк} , М ² °C/Вт	d _{пз} , м	d _{вз} , м	R _к , М ² °C/Вт	h, м	R _{гр} , М ² °C/Вт	q _{е1} , Вт/м	q _{е2} , Вт/м	Ψ ₁	Ψ ₂	λ ₁ , Вт/(мК)	λ ₂ , Вт/(мК)	R _{к1} , М ² °C/Вт	R _{к2} , М ² °C/Вт	δ ₁ , м	δ ₂ , м	δ, мм
19-23	50	11 8	59	38	0,265	2,8 8	0,4 5	0,064	0,73 8	0,62 6	0,013	1,5	0,22	16	10,00	1,6 0	0,6 3	0,06	0,05	2,24	2,46	0,0 3	0,0 3	40
23-24	50	10	59	38	0,265	2,8 8	0,4 5	0,064	0,73 8	0,62 6	0,013	1,5	0,22	16	10,00	1,6 0	0,6 3	0,06	0,05	2,24	2,46	0,0 3	0,0 3	40
24-25	32	30	59	38	0,302	2,8 8	0,4 5	0,064	0,73 8	0,62 6	0,013	1,5	0,22	14	8,00	1,7 5	0,5 7	0,06	0,05	2,63	3,24	0,0 2	0,0 3	40
25-26	32	10	59	38	0,302	2,8 8	0,4 5	0,064	0,73 8	0,62 6	0,013	1,5	0,22	14	8,00	1,7 5	0,5 7	0,06	0,05	2,63	3,24	0,0 2	0,0 3	40
26-27	32	10	59	38	0,302	2,8 8	0,4 5	0,064	0,73 8	0,62 6	0,013	1,5	0,22	14	8,00	1,7 5	0,5 7	0,06	0,05	2,63	3,24	0,0 2	0,0 3	40
27-28	32	71	59	38	0,302	2,8 8	0,4 5	0,064	0,73 8	0,62 6	0,013	1,5	0,22	14	8,00	1,7 5	0,5 7	0,06	0,05	2,63	3,24	0,0 2	0,0 3	40
27-27a	32	7	59	38	0,302	2,8 8	0,4 5	0,064	0,73 8	0,62 6	0,013	1,5	0,22	14	8,00	1,7 5	0,5 7	0,06	0,05	2,63	3,24	0,0 2	0,0 3	40
26-26a	32	7	59	38	0,302	2,8 8	0,4 5	0,064	0,73 8	0,62 6	0,013	1,5	0,22	14	8,00	1,7 5	0,5 7	0,06	0,05	2,63	3,24	0,0 2	0,0 3	40
18-29	80	17 7	59	38	0,221	2,8 8	0,4 5	0,064	0,73 8	0,62 6	0,013	1,5	0,22	21	12	1,7 5	0,5 7	0,06	0,05	1,46	1,98	0,0 3	0,0 4	40
29-30	80	38	59	38	0,221	2,8 8	0,4 5	0,064	0,73 8	0,62 6	0,013	1,5	0,22	21	12	1,7 5	0,5 7	0,06	0,05	1,46	1,98	0,0 3	0,0 4	40
13-31	50	35	59	38	0,265	2,8 8	0,4 5	0,064	0,73 8	0,62 6	0,013	1,5	0,22	16	10,00	1,6 0	0,6 3	0,06	0,05	2,24	2,46	0,0 3	0,0 3	40
31-32	50	5	59	38	0,265	2,8 8	0,4 5	0,064	0,73 8	0,62 6	0,013	1,5	0,22	16	10,00	1,6 0	0,6 3	0,06	0,05	2,24	2,46	0,0 3	0,0 3	40
32-33	50	17	59	38	0,265	2,8 8	0,4 5	0,064	0,73 8	0,62 6	0,013	1,5	0,22	16	10,00	1,6 0	0,6 3	0,06	0,05	2,24	2,46	0,0 3	0,0 3	40

Продолжение таблицы 9

№ участка	d, мм	l, м	t _{w1} , °C	t _{w2} , °C	R _{пс} , М ² °C/Вт	P, м	F, М ²	R _{пк} , М ² °C/Вт	d _{нз} , м	d _{вз} , м	R _к , М ² °C/Вт	h, м	R _{гп} , М ² °C/Вт	q _{е1} , Вт/м	q _{е2} , Вт/м	Ψ ₁	Ψ ₂	λ ₁ , Вт/(мК)	λ ₂ , Вт/(мК)	R _{к1} , М ² °C/Вт	R _{к2} , М ² °C/Вт	δ ₁ , м	δ ₂ , м	δ, мм	
10-34	50	63	59	38	0,265	2,88	0,45	0,064	0,738	0,626	0,013	1,5	0,22	16	10,00	1,60	0,63	0,06	0,05	2,24	2,46	0,03	0,03	40	
34-35	50	33	59	38	0,265	2,88	0,45	0,064	0,738	0,626	0,013	1,5	0,22	16	10,00	1,60	0,63	0,06	0,05	2,24	2,46	0,03	0,03	40	
35-36	40	78	59	38	0,284	2,88	0,45	0,064	0,738	0,626	0,013	1,5	0,22	15	9,00	1,67	0,60	0,06	0,05	2,42	2,80	0,03	0,03	30	
5-37	50	50	59	38	0,265	2,88	0,45	0,064	0,738	0,626	0,013	1,5	0,22	16	10,00	1,60	0,63	0,06	0,05	2,24	2,46	0,03	0,03	40	
37-38	50	20	59	38	0,265	2,88	0,45	0,064	0,738	0,626	0,013	1,5	0,22	16	10,00	1,60	0,63	0,06	0,05	2,24	2,46	0,03	0,03	40	
38-39	50	30	59	38	0,265	2,88	0,45	0,064	0,738	0,626	0,013	1,5	0,22	16	10,00	1,60	0,63	0,06	0,05	2,24	2,46	0,03	0,03	40	
39-40	50	10	59	38	0,265	2,88	0,45	0,064	0,738	0,626	0,013	1,5	0,22	16	10,00	1,60	0,63	0,06	0,05	2,24	2,46	0,03	0,03	40	
40-41	40	93	59	38	0,284	2,88	0,45	0,064	0,738	0,626	0,013	1,5	0,22	15	9,00	1,67	0,60	0,06	0,05	2,42	2,80	0,03	0,03		
20-20a	80	85	59	38	0,221	2,88	0,45	0,064	0,738	0,626	0,013	1,5	0,22	21	12	1,75	0,57	0,06	0,05	1,46	1,98	0,03	0,04	40	
23-23a	32	10	59	38	0,302	2,88	0,45	0,064	0,738	0,626	0,013	1,5	0,22	14	8,00	1,75	0,57	0,06	0,05	2,63	3,24	0,02	0,03	40	
24-24a	32	5	59	38	0,302	2,88	0,45	0,064	0,738	0,626	0,013	1,5	0,22	14	8,00	1,75	0,57	0,06	0,05	2,63	3,24	0,02	0,03	40	
24a-24б	15	10	59	38	0,346	2,88	0,45	0,064	0,738	0,626	0,013	1,5	0,22	6	5	1,20	0,83	0,06	0,05	7,74	5,52	0,11	0,04	40	
24a-24в	15	10	59	38	0,346	2,88	0,45	0,064	0,738	0,626	0,013	1,5	0,22	6	5	1,20	0,83	0,06	0,05	7,74	5,52	0,11	0,04	40	
25-25a	32	71	59	38	0,302	2,88	0,45	0,064	0,738	0,626	0,013	1,5	0,22	14	8,00	1,75	0,57	0,06	0,05	2,63	3,24	0,02	0,03	40	

Продолжение таблицы 9

№ участка	d, мм	l, м	t _{w1} , °C	t _{w2} , °C	R _{пс} , М ² °C/Вт	P, м	F, М ²	R _{пк} , М ² °C/Вт	d _{пз} , м	d _{вз} , м	R _к , М ² °C/Вт	h, м	R _{гр} , М ² °C/Вт	q _{е1} , Вт/м	q _{е2} , Вт/м	Ψ ₁	Ψ ₂	λ ₁ , Вт/(мК)	λ ₂ , Вт/(мК)	R _{к1} , М ² °C/Вт	R _{к2} , М ² °C/Вт	δ ₁ , м	δ ₂ , м	δ, мм
25-25б	32	72	59	38	0,302	2,8 8	0,4 5	0,064	0,73 8	0,62 6	0,013	1,5	0,22	14	8,00	1,7 5	0,5 7	0,06	0,05	2,63	3,24	0,0 2	0,0 3	40
29-29а	50	30	59	38	0,265	2,8 8	0,4 5	0,064	0,73 8	0,62 6	0,013	1,5	0,22	16	10,00	1,6 0	0,6 3	0,06	0,05	2,24	2,46	0,0 3	0,0 3	40
15-15а	50	4	59	38	0,265	2,8 8	0,4 5	0,064	0,73 8	0,62 6	0,013	1,5	0,22	16	10,00	1,6 0	0,6 3	0,06	0,05	2,24	2,46	0,0 3	0,0 3	40
16-16а	50	4	59	38	0,265	2,8 8	0,4 5	0,064	0,73 8	0,62 6	0,013	1,5	0,22	16	10,00	1,6 0	0,6 3	0,06	0,05	2,24	2,46	0,0 3	0,0 3	40
14-14а	40	11 4	59	38	0,284	2,8 8	0,4 5	0,064	0,73 8	0,62 6	0,013	1,5	0,22	15	9,00	1,6 7	0,6 0	0,06	0,05	2,42	2,80	0,0 3	0,0 3	30
31-31а	50	4	59	38	0,265	2,8 8	0,4 5	0,064	0,73 8	0,62 6	0,013	1,5	0,22	16	10,00	1,6 0	0,6 3	0,06	0,05	2,24	2,46	0,0 3	0,0 3	40
32-32а	50	4	59	38	0,265	2,8 8	0,4 5	0,064	0,73 8	0,62 6	0,013	1,5	0,22	16	10,00	1,6 0	0,6 3	0,06	0,05	2,24	2,46	0,0 3	0,0 3	40
12-12а	25	3	59	38	0,318	2,8 8	0,4 5	0,064	0,73 8	0,62 6	0,013	1,5	0,22	13	8,00	1,6 3	0,6 2	0,06	0,05	2,93	3,21	0,0 2	0,0 2	30
11-11а	50	35	59	38	0,265	2,8 8	0,4 5	0,064	0,73 8	0,62 6	0,013	1,5	0,22	16	10,00	1,6 0	0,6 3	0,06	0,05	2,24	2,46	0,0 3	0,0 3	40
34-34а	40	19	59	38	0,284	2,8 8	0,4 5	0,064	0,73 8	0,62 6	0,013	1,5	0,22	15	9,00	1,6 7	0,6 0	0,06	0,05	2,42	2,80	0,0 3	0,0 3	30
34а-34б	25	4	59	38	0,318	2,8 8	0,4 5	0,064	0,73 8	0,62 6	0,013	1,5	0,22	13	8,00	1,6 3	0,6 2	0,06	0,05	2,93	3,21	0,0 2	0,0 2	30

Продолжение таблицы 9

№ участка	d, мм	l, м	t _{w1} , °C	t _{w2} , °C	R _{пс} , М ² °C/Вт	P, м	F, М ²	R _{пк} , М ² °C/Вт	d _{пз} , м	d _{вз} , м	R _к , М ² °C/Вт	h, м	R _{гр} , М ² °C/Вт	q _{е1} , Вт/м	q _{е2} , Вт/м	Ψ ₁	Ψ ₂	λ ₁ , Вт/(мК)	λ ₂ , Вт/(мК)	R _{к1} , М ² °C/Вт	R _{к2} , М ² °C/Вт	δ ₁ , м	δ ₂ , м	δ, мм
34а-34в	25	4	59	38	0,318	2,8 8	0,4 5	0,064	0,73 8	0,62 6	0,013	1,5	0,22	13	8,00	1,6 3	0,6 2	0,06	0,05	2,93	3,21	0,0 2	0,0 2	30
35-35а	40	4	59	38	0,284	2,8 8	0,4 5	0,064	0,73 8	0,62 6	0,013	1,5	0,22	15	9,00	1,6 7	0,6 0	0,06	0,05	2,42	2,80	0,0 3	0,0 3	30
35а-35б	40	4	59	38	0,284	2,8 8	0,4 5	0,064	0,73 8	0,62 6	0,013	1,5	0,22	15	9,00	1,6 7	0,6 0	0,06	0,05	2,42	2,80	0,0 3	0,0 3	30
9-9а	50	10 0	59	38	0,265	2,8 8	0,4 5	0,064	0,73 8	0,62 6	0,013	1,5	0,22	16	10,00	1,6 0	0,6 3	0,06	0,05	2,24	2,46	0,0 3	0,0 3	40
9а-9б	50	20	59	38	0,265	2,8 8	0,4 5	0,064	0,73 8	0,62 6	0,013	1,5	0,22	16	10,00	1,6 0	0,6 3	0,06	0,05	2,24	2,46	0,0 3	0,0 3	40
8-8а	50	5	59	38	0,265	2,8 8	0,4 5	0,064	0,73 8	0,62 6	0,013	1,5	0,22	16	10,00	1,6 0	0,6 3	0,06	0,05	2,24	2,46	0,0 3	0,0 3	40
8а-8б	50	7	59	38	0,265	2,8 8	0,4 5	0,064	0,73 8	0,62 6	0,013	1,5	0,22	16	10,00	1,6 0	0,6 3	0,06	0,05	2,24	2,46	0,0 3	0,0 3	40
40-40а	40	30	59	38	0,284	2,8 8	0,4 5	0,064	0,73 8	0,62 6	0,013	1,5	0,22	15	9,00	1,6 7	0,6 0	0,06	0,05	2,42	2,80	0,0 3	0,0 3	30
39-39а	50	11	59	38	0,265	2,8 8	0,4 5	0,064	0,73 8	0,62 6	0,013	1,5	0,22	16	10,00	1,6 0	0,6 3	0,06	0,05	2,24	2,46	0,0 3	0,0 3	40
39а-39б	50	11	59	38	0,265	2,8 8	0,4 5	0,064	0,73 8	0,62 6	0,013	1,5	0,22	16	10,00	1,6 0	0,6 3	0,06	0,05	2,24	2,46	0,0 3	0,0 3	40
39б-39в	20	8	59	38	0,332	2,8 8	0,4 5	0,064	0,73 8	0,62 6	0,013	1,5	0,22	13	8,00	1,6 3	0,6 2	0,06	0,05	2,92	3,19	0,0 2	0,0 2	
38-38а	50	22	59	38	0,265	2,8 8	0,4 5	0,064	0,73 8	0,62 6	0,013	1,5	0,22	16	10,00	1,6 0	0,6 3	0,06	0,05	2,24	2,46	0,0 3	0,0 3	40

Продолжение таблицы 9

№ участка	d, мм	l, м	t _{w1} , °C	t _{w2} , °C	R _{пс} , М ² °C/Вт	P, м	F, М ²	R _{пк} , М ² °C/Вт	d _{пз} , м	d _{вз} , м	R _к , М ² °C/Вт	h, м	R _{гр} , М ² °C/Вт	q _{e1} , Вт/м	q _{e2} , Вт/м	Ψ ₁	Ψ ₂	λ ₁ , Вт/(мК)	λ ₂ , Вт/(мК)	R _{к1} , М ² °C/Вт	R _{к2} , М ² °C/Вт	δ ₁ , м	δ ₂ , м	δ, мм
38а-38б	50	5	59	38	0,265	2,8 8	0,4 5	0,064	0,73 8	0,62 6	0,013	1,5	0,22	16	10,00	1,6 0	0,6 3	0,06	0,05	2,24	2,46	0,0 3	0,0 3	40
38б-38в	32	15	59	38	0,302	2,8 8	0,4 5	0,064	0,73 8	0,62 6	0,013	1,5	0,22	14	8,00	1,7 5	0,5 7	0,06	0,05	2,63	3,24	0,0 2	0,0 3	40
38б-38г	32	12 8	59	38	0,302	2,8 8	0,4 5	0,064	0,73 8	0,62 6	0,013	1,5	0,22	14	8,00	1,7 5	0,5 7	0,06	0,05	2,63	3,24	0,0 2	0,0 3	40
38г-38д	32	8	59	38	0,302	2,8 8	0,4 5	0,064	0,73 8	0,62 6	0,013	1,5	0,22	14	8,00	1,7 5	0,5 7	0,06	0,05	2,63	3,24	0,0 2	0,0 3	40
38д-38е	32	5	59	38	0,302	2,8 8	0,4 5	0,064	0,73 8	0,62 6	0,013	1,5	0,22	14	8,00	1,7 5	0,5 7	0,06	0,05	2,63	3,24	0,0 2	0,0 3	40
37-37а	50	20	59	38	0,265	2,8 8	0,4 5	0,064	0,73 8	0,62 6	0,013	1,5	0,22	16	10,00	1,6 0	0,6 3	0,06	0,05	2,24	2,46	0,0 3	0,0 3	40
37а-37б	50	55	59	38	0,265	2,8 8	0,4 5	0,064	0,73 8	0,62 6	0,013	1,5	0,22	16	10,00	1,6 0	0,6 3	0,06	0,05	2,24	2,46	0,0 3	0,0 3	40
37а-37-в	50	5	59	38	0,265	2,8 8	0,4 5	0,064	0,73 8	0,62 6	0,013	1,5	0,22	16	10,00	1,6 0	0,6 3	0,06	0,05	2,24	2,46	0,0 3	0,0 3	40
4-4а	32	7	59	38	0,302	2,8 8	0,4 5	0,064	0,73 8	0,62 6	0,013	1,5	0,22	14	8,00	1,7 5	0,5 7	0,06	0,05	2,63	3,24	0,0 2	0,0 3	40
3-3а	40	7	59	38	0,284	2,8 8	0,4 5	0,064	0,73 8	0,62 6	0,013	1,5	0,22	15	9,00	1,6 7	0,6 0	0,06	0,05	2,42	2,80	0,0 3	0,0 3	30
2-2а	50	25	59	38	0,265	2,8 8	0,4 5	0,064	0,73 8	0,62 6	0,013	1,5	0,22	16	10,00	1,6 0	0,6 3	0,06	0,05	2,24	2,46	0,0 3	0,0 3	40
2а-2б	50	10	59	38	0,265	2,8 8	0,4 5	0,064	0,73 8	0,62 6	0,013	1,5	0,22	16	10,00	1,6 0	0,6 3	0,06	0,05	2,24	2,46	0,0 3	0,0 3	40

Окончание таблицы 9

№ участка	d, мм	l, м	t _{w1} , °C	t _{w2} , °C	R _{ис} , М ² °C/Вт	P, м	F, м ²	R _{пк} , М ² °C/Вт	d _{нз} , м	d _{вз} , м	R _к , М ² °C/Вт	h, м	R _{гр} , М ² °C/Вт	q _{е1} , Вт/м	q _{е2} , Вт/м	Ψ ₁	Ψ ₂	λ ₁ , Вт/(мК)	λ ₂ , Вт/(мК)	R _{к1} , М ² °C/Вт	R _{к2} , М ² °C/Вт	δ ₁ , м	δ ₂ , м	δ, мм
2б-2в	50	30	59	38	0,265	2,8 8	0,45	0,064	0,73 8	0,62 6	0,013	1,5	0,22	16	10,00	1,6 0	0,6 3	0,06	0,05	2,24	2,46	0,0 3	0,0 3	40
2а-2г	50	1	59	38	0,265	2,8 8	0,45	0,064	0,73 8	0,62 6	0,013	1,5	0,22	16	10,00	1,6 0	0,6 3	0,06	0,05	2,24	2,46	0,0 3	0,0 3	40
2б-2д	32	10	59	38	0,302	2,8 8	0,45	0,064	0,73 8	0,62 6	0,013	1,5	0,22	14	8,00	1,7 5	0,5 7	0,06	0,05	2,63	3,24	0,0 2	0,0 3	40
1-1а	32	4	59	38	0,302	2,8 8	0,45	0,064	0,73 8	0,62 6	0,013	1,5	0,22	14	8,00	1,7 5	0,5 7	0,06	0,05	2,63	3,24	0,0 2	0,0 3	40
1а-1б	15	1	59	38	0,346	2,8 8	0,45	0,064	0,73 8	0,62 6	0,013	1,5	0,22	6	5	1,2 0	0,8 3	0,06	0,05	7,74	5,52	0,1 1	0,0 4	40
1а-1в	32	1	59	38	0,302	2,8 8	0,45	0,064	0,73 8	0,62 6	0,013	1,5	0,22	14	8,00	1,7 5	0,5 7	0,06	0,05	2,63	3,24	0,0 2	0,0 3	40
6-6а	40	11 0	59	38	0,284	2,8 8	0,45	0,064	0,73 8	0,62 6	0,013	1,5	0,22	15	9,00	1,6 7	0,6 0	0,06	0,05	2,42	2,80	0,0 3	0,0 3	30
0а-0б	15	7	59	38	0,346	2,8 8	0,45	0,064	0,73 8	0,62 6	0,013	1,5	0,22	6	5	1,2 0	0,8 3	0,06	0,05	7,74	5,52	0,1 1	0,0 4	40
0в-0г	15	5	59	38	0,346	2,8 8	0,45	0,064	0,73 8	0,62 6	0,013	1,5	0,22	6	5	1,2 0	0,8 3	0,06	0,05	7,74	5,52	0,1 1	0,0 4	40
Суммарные потери тепла через тепловую изоляцию, кВт																							170,94 4	
Суммарные потери тепла через тепловую изоляцию, % от отпуска с коллекторов ТЭЦ																							11,9	

7 ГАЗОСНАБЖЕНИЕ КОТЕЛЬНОЙ

7.1 Определение коэффициента полезного действия и расхода топлива на котельный агрегат

В котельной установлено 2 вертикально-водотрубных водогрейных котельных агрегата ВВД-1,8.

Котёл водогрейный ВВД-1,8 вырабатывает воду с температурой $t=115$ °С. Вода поступает в котельный агрегат при температуре $t=60$ °С. Основное топливо – попутный нефтяной газ месторождения. В связи с физическим и моральным износом оборудования, а также с переводом котельной на другой вид топлива – попутный газ месторождения - предлагается замена котельных агрегатов ВВД-1,8 на котельные агрегаты КВа-1,0. Технические характеристики и конструкция котельных агрегатов приведены в Приложении 1.

Рабочая масса топлива, состав, %: $CH_4=58\%$, $C_2H_6=17,2\%$, $C_3H_8=7,4\%$, $C_4H_{10}=2\%$, $C_5H_{12}=0,5\%$, $CO_2=0,8\%$, $N_2=13,6\%$, $H_2S=0,5\%$ [11].

Низшая теплота сгорания:

$$Q_n^p=41,7 \text{ МДж/м}^3$$

Теоретический объём воздуха необходимого для полного сгорания топлива:

$$V_0 = 0,0476[0,5CO + 0,5H_2 + 1,5H_2S + \Sigma(m+0.25n)C_mH_n - O_2] \quad (28)$$

где m – число атомов углерода,

n – число атомов водорода.

$$V_0 = 0,0476 \cdot [2 \cdot 58 + 3,5 \cdot 17,2 + 5 \cdot 7,4 + 6,5 \cdot 2 + 8 \cdot 0,5 + 1,5 \cdot 0,5] = 10,99 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}$$

Теоретический объём азота в продуктах сгорания:

$$V_{N_2}^0 = 0,79V_0 + 0,008N^p = 0,79 \cdot 10,99 + 0,01 \cdot 13,6 = 8,82 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3} \quad (29)$$

Объём водяных паров:

$$V_{H_2O}^0 = 0,01 \cdot (H_2S + H_2 + \Sigma 0,5n \cdot C_m H_n + 0,124d_{z.mr}) + 0,0161V_0 \quad (30)$$

$$V_{H_2O}^0 = 0,01 \cdot (2 \cdot 58 + 3 \cdot 17,2 + 4 \cdot 7,4 + 5 \cdot 2 + 6 \cdot 0,5 + 0,5 + 0,124 \cdot 10) + 0,0161 \cdot 10,99 = 2,3 \frac{M^3}{M^3}$$

Объем трёхатомных газов:

$$V_{RO_2} = 0,01 \cdot (CO_2 + CO + H_2S + \Sigma m C_m H_n) \quad (31)$$

$$V_{RO_2} = 0,01 \cdot (0,8 + 0,5 + 1 \cdot 58 + 2 \cdot 17,2 + 3 \cdot 7,4 + 4 \cdot 2 + 5 \cdot 0,5) = 1,26 \frac{M^3}{M^3}$$

Определяем объёмы продуктов сгорания, объёмные доли трёхатомных газов и другие характеристики продуктов сгорания в поверхностях нагрева котла.

Результаты сводим в таблицу 10.

Таблица 10 - Характеристика продуктов сгорания в поверхностях нагрева

Величина	Расчётная формула	Теоретические объёмы	
		Топка	КП
		$V_0^B = 9,11 \text{ м}^3$	$V_{N_2}^0 = 7,25 \text{ м}^3$
		$V_{RO_2}^0 = 0,97 \text{ м}^3$	$V_{H_2O}^0 = 2,05 \text{ м}^3$
Коэффициент избытка воздуха	α	1,1	1,15
Среднее значение коэффициента избытка воздуха	$\alpha_{cp} = \frac{\alpha' + \alpha''}{2}$	1,1	1,125
Действительный объём водяных паров	$V_{H_2O} = V_{H_2O}^0 + 0,0161 \cdot (\alpha_{cp} - 1) \cdot V_0^0$	2,31	2,32
Полный объём продуктов сгорания	$V_{z.} = V_{RO_2} + V_{N_2} + V_{H_2O}$	13,49	13,77
Доля 3-х атомных газов	$r_{RO_2} = \frac{V_{RO_2}^0}{V_{z.}}$	0,093	0,091
Доля водяных паров	$r_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}^0}{V_{z.}}$	0,172	0,168
Суммарная доля	$r = r_{RO_2} + r_{H_2O}$	0,265	0,260

Таблица 11 – Энтальпии теоретических объемов воздуха и продуктов сгорания, кДж/м³

Температура, °С	$V^0=10,99\text{ м}^3$	$V_{\text{RO}_2}=1,26\text{ м}^3$	$V_{\text{N}_2^0}=8,22\text{ м}^3$	$V_{\text{H}_2\text{O}^0}=2,3\text{ м}^3$	$I_{\Gamma}^0=V_{\text{RO}_2^0}+V_{\text{N}_2^0}+V_{\text{H}_2\text{O}^0}$ м ³
	$I_{\text{B}}^0=V^0 \cdot (ct)_{\text{B}}$	$I_{\text{RO}_2}=V_{\text{RO}_2} \cdot (cu)_{\text{RO}_2}$	$I_{\text{N}_2^0}=V_{\text{N}_2^0} \cdot (cu)_{\text{N}_2}$	$I_{\text{H}_2\text{O}^0}=V_{\text{H}_2\text{O}^0} \cdot (cu)_{\text{N}_2}$	
100	1462,1	214,0	1146,7	346,8	1707,5
200	2935,2	452,0	2302,2	700,4	3454,6
300	4441,3	706,3	3466,5	1065,5	5238,3
400	5969,3	975,7	4657,3	1442,1	7075,2
500	7541,3	1257,7	5874,5	1830,2	8962,5
600	9146,4	1543,5	7109,4	2227,5	10880,5
700	10795,3	1845,7	8370,8	2643,1	12859,6
800	12433,3	2151,6	9667,4	3077,2	14896,2
900	14126,3	2463,9	10999,3	3511,2	16974,4
1000	15830,2	2781,1	12331,3	3972,8	19085,1
1100	17589,2	3103,4	13672,0	4436,6	21212,1
1200	19348,1	3432,0	15003,9	4909,7	23345,6
1300	21096,0	3759,4	16371,1	5401,1	25531,6
1400	22898,9	4093,0	17782,4	5892,5	27768,0
1500	24701,8	4425,4	19149,6	6404,6	29979,6
1600	26504,7	4759,0	20560,9	6914,4	32234,4
1700	28296,5	5097,7	21963,4	7435,7	34496,8
1800	30099,4	5435,1	23374,7	7966,2	36776,0
1900	31946,3	5773,8	24821,3	8496,6	39091,7
2000	33793,2	6117,5	26223,8	9045,5	41386,7
2100	35640,0	6461,2	27670,4	9587,4	43719,0
2200	37486,9	6804,9	29116,9	10136,3	46058,1

Таблица 12 – Энтальпии продуктов сгорания в газосоудах, кДж/ м³

t	$I_{\text{г}}^0$	$I_{\text{с}}^0$	I, кДж/м ³	
			топка $\alpha=1,1$	конвективный пучок $\alpha=1,15$
100	1462,1	1707,5	1853,7	1926,8
200	2935,2	3454,6	3748,1	3894,8
300	4441,3	5238,3	5682,5	5904,5
400	5969,3	7075,2	7672,1	7970,6
500	7541,3	8962,5	9716,6	10093,7
600	9146,4	10880,5	11795,1	12252,4

Окончание таблицы 12

t	I_g^0	I_z^0	I, кДж/м ³	
			топка $\alpha=1,1$	конвективный пучок $\alpha=1,15$
700	10795,3	12859,6	13939,2	14478,9
800	12433,3	14896,2	16139,6	16761,2
900	14126,3	16974,4	18387,0	19093,3
1000	15830,2	19085,1	20668,2	21459,7
1100	17589,2	21212,1	22971,0	23850,4
1200	19348,1	23345,6	25280,4	26247,8
1300	21096,0	25531,6	27641,2	28696,0
1400	22898,9	27768,0	30057,9	31202,8
1500	24701,8	29979,6	32449,8	33684,9
1600	26504,7	32234,4	34884,8	36210,1
1700	28296,5	34496,8	37326,5	38741,3
1800	30099,4	36776,0	39785,9	41290,9
1900	31946,3	39091,7	42286,3	43883,7
2000	33793,2	41386,7	44766,1	46455,7
2100	35640,0	43719,0	47283,0	49065,0
2200	37486,9	46058,1	49806,8	51681,1

Располагаемая теплота топлива:

$$Q_p^p = Q_p^H = 41742,4 \text{ кДж/м}^3$$

Потеря теплоты с уходящими газами:

$$q_2 = \frac{(H_{yx} - \alpha_{yx} \cdot H_{xg}^0) \cdot (100 - q_4)}{Q_p^p} \quad (32)$$

$$q_2 = \frac{(2812,4 - 1,15 \cdot 435,3) \cdot (100 - 0)}{41742,4} = 6,7 \%$$

$$H_{xg}^0 = V_g^0 \cdot 39,6$$

$$H_{xg}^0 = 10,99 \cdot 39,6 = 435,3 \text{ кДж/м}^3$$

$$H_{yx} = 2812,4 \text{ кДж/кг}$$

$$t_{yx.z.} = 145^\circ\text{C}$$

Потери от химического недожога:

$$q_3 = 0,5 \%$$

Потери от механического недожога:

$$q_4 = 0\%$$

Потери в окружающую среду:

$$q_5 = 0,9\%$$

Потери с физической теплотой шлаков q_6 :

$$q_6 = 0\%$$

Коэффициент полезного действия котельного агрегата[3]:

$$\eta_{\text{брутто}} = 100 - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6) = 100 - 6,7 - 0,5 - 0,9 = 91,9\% \quad (33)$$

Расход топлива B , $\text{м}^3/\text{с}$, можно определить из баланса между полезным тепловыделением при горении топлива и тепловосприятием рабочей среды:

$$B \cdot Q_p^p \cdot \eta_k = D \cdot (h_1 - h_2), \quad (34)$$

где D – расчётная производительность котла, $\text{кг}/\text{с}$;

h_1 , h_2 – энтальпии воды на входе и выходе из котельного агрегата, $\text{кДж}/\text{кг}$; энтальпии определяются по соответствующим температурам и давлениям воды:

$$h_1 = 482,9 \text{ кДж}/\text{кг} \quad (t=115 \text{ }^\circ\text{C}, \quad p=0,7 \text{ МПа});$$

$$h_2 = 251,7 \text{ кДж}/\text{кг} \quad (t=60 \text{ }^\circ\text{C}, \quad p=0,7 \text{ МПа}).$$

Расход тепла на собственные нужды котельной составляет 18% от расхода тепла, отпущенного потребителям. Согласно расчету п.6, суммарные тепловые потери через тепловую изоляцию составят:

$$Q_{\text{ном}} = \sum_{i=1}^n (q_{e1} + q_{e2}) \cdot l_i = 170,944 \text{ кВт} \quad (35)$$

Потери через тепловую изоляцию составляют 13,5% от потребности поселка в тепловой энергии. Таким образом, расчетная производительность котельных агрегатов с учетом расхода тепловой энергии на собственные нужды и тепловых потерь в сети составит:

$$Q_{\text{ном}} = 19,76 + 0,135 \cdot 19,76 + 0,18 \cdot 19,76 = 26 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Таким образом, расход топлива на котельную:

$$B = \frac{D \cdot (h_1 - h_2)}{Q_p^p \cdot \eta_k} \quad (36)$$

$$B = \frac{\frac{26}{3,6} \cdot (482,9 - 251,7)}{41742,4 \cdot 0,919} = 0,0435 \text{ м}^3 / \text{с} = 156,7 \text{ м}^3 / \text{ч}$$

Резервным трубопроводом является нефть. Подача нефти предусмотрена от нефтяной емкости РГС-25.

7.2 Оценка расхода тепла на собственные нужды котельной

Собственные нужды котельной представлены системами отопления и вентиляции, подогревом подпиточной воды, идущей на химводоочистку в рекуперативном теплообменнике, а также подогревом емкостей РПС, ППУ и ХВО.

Удельное количество воздуха горения определяется как:

$$V_g = V_g^o + (\alpha - 1) \cdot V_g^o \quad (37)$$

$$V_g = 10,99 + (1,15 - 1) \cdot 10,99 = 12,64 \text{ м}^3 / \text{м}^3$$

Потребление газа на два котельных агрегата составит 156,7 м³/ч.

Согласно нормам предусматриваем трехкратный воздухообмен в 1 ч, без учета воздуха, засасываемого в топку котлов для горения.

Объем здания рассчитывается из условия, что размеры в свету составляют 15,56x8,37x3,75 м. Таким образом, объем составит:

$$V_{ном} = 15,56 \cdot 8,37 \cdot 3,75 = 488,4 \text{ м}^3$$

Расход приточного воздуха по расчету составит:

$$L_{прит} = V_{ном} \cdot n + V_g \cdot V_g, \quad (38)$$

где $V_{ном}$ – расчетный объем помещения,

n – кратность воздухообмена,

V_g – расход газа,

V_b – удельное количество воздуха горения.

$$L_{прит} = 488,4 \cdot 3 \cdot 1,25 + 156,7 \cdot 10,99 = 3553,2 \text{ м}^3 / \text{ч}$$

Расход тепла для подогрева воздуха в приточной установке определим по формуле:

$$Q_n = \frac{c_v \cdot \rho_v \cdot L_{прит} \cdot (t_{пр} - t_{н.в.})}{3600}, \quad (39)$$

где $c_v = 1$ кДж/(кг·°C) – теплоемкость воздуха;

$\rho_v = 1,2$ кг/м³ – плотность воздуха;

$t_{пр}$ – температура приточного воздуха, °C;

$t_{н.в.}$ – температура наружного воздуха, °C.

$$Q_n = \frac{1 \cdot 1,2 \cdot 3553,2 \cdot (12 - (-25))}{3600} = 43,8 \text{ кВт}.$$

Максимальная часовая тепловая нагрузка отопления $Q_{от}^{max}$, Вт, определяется по формуле:

$$Q_{от}^{max} = q_{но} \cdot V \cdot (t_{вн} - t_{но}), \quad (40)$$

где V – объем здания по наружному обмеру, м³;

$q_{но}$ – отопительная характеристика здания, Вт/(м³·°C), определяется в зависимости от наружного строительного объема здания;

$t_{вн}$ – расчетная температура внутреннего воздуха, °C;

$t_{но}$ – расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления, $t_{но} = -39$ °C;

Строительный объем здания котельной - 488,4 м³.

Тогда расход тепла на отопление котельной составит:

$$Q_{от}^{max} = 0,117 \cdot 488,4 \cdot (12 - (-39)) = 2905,9 \text{ Вт}$$

Подача подпитки на систему химводоподготовки принимается в размере 0,75 % от объема системы теплоснабжения $V_{системы}$, м³, равной 131,64 м³.

$$G_{ут} = 0,0025 \cdot V_{системы} = 0,0025 \cdot 131,64 = 0,99 \text{ м}^3/\text{ч} \quad (41)$$

Расход тепла на подогрев воды на систему химводоподготовки:

$$Q_{ТА} = c_v \cdot G_{ум} \cdot (t_{ТА1} - t_{ТА2}), \quad (42)$$

где c_v – удельная теплоемкость воды, Дж/(кг·K);

$t_{ТА1}, t_{ТА2}$ – температуры на входе и выходе из теплообменника подогрева воды на химводоочистку, °C.

$$Q_{TA} = 4,19 \cdot \frac{0,99}{3,6} \cdot (30 - 5) \cdot 10^3 = 28727 \text{ Вт.}$$

Расход тепла на подогрев емкостей принимаем равным 152,2 кВт.

Тогда суммарный расход тепла на собственные нужды котельной составит:

$$Q_{с.н.} = 28,727 + 152,2 + 43,8 + 2,906 = 227,7 \text{ кВт}$$

Таким образом, расход на собственные нужды котельной составит 18% от расхода тепла, отпускаемого потребителям.

7.3 Расчет газопровода

Источником газоснабжения для котельной является газопровод попутного газа среднего давления $P_{\max}=0,3$ МПа. Наружный газопровод подземный из стальных труб по ГОСТ 10704-91, $\varnothing 89 \times 4,0$ мм. Перед котельной на фасаде предусматривается отключающее устройство (кран шаровой, Ду 150) на высоте 1,25 м от уровня земли.

Газ с давлением 0,3 МПа поступает в газорегуляторный пункт, где с помощью регулятора давления его давление снижается до 0,005 МПа. Поагрегатный учет газа в котельной осуществляется счетчиками СВГ-400.

Все газопроводы должны изготавливаться из стальных электросварных прямошовных труб по ГОСТ 10704-91. Материал труб-сталь 10 по ГОСТ 1050-88. Продувочные трубопроводы и трубопроводы безопасности выполнить из водогазопроводных труб по ГОСТ 3262-75.

Расход попутного газа на котельные агрегаты составляет $-156,7 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Средние удельные потери давления дают возможность принять диаметры ориентировочно близкими к необходимым. Расчетный внутренний диаметр газопровода предварительно определяем по формуле, см[9]:

$$d_p = m^1 \sqrt{\frac{A \cdot B \cdot \rho_0 \cdot Q_0^m}{\Delta P_{y\partial}}}, \quad (43)$$

где A , B , m^1 – коэффициенты, определяемые в зависимости от категории сети (по давлению) и материала газопровода. Для сооружения газопроводов применяем стальные трубы.

Средние удельные потери давления, $\frac{МПа^2}{м}$.

$$\Delta P_{y\partial} = \frac{P_n^2 - P_k^2}{1,1 \cdot l_\partial} \quad (44)$$

где P_n – давление газа на вводе (абсолютное), МПа:

Давление газа после ГРП $P_n = 0,09$ МПа;

$P_{к\text{ тр}}$ – требуемое конечное давление (абсолютное), МПа

l_∂ – расстояние до самой удалённой точки, м.

Для сетей среднего давления падение давления на участке газовой сети определяем по формуле, Па/м:

$$P_n^2 - P_k^2 = \frac{P_0}{81\pi^2} \cdot \lambda \cdot \frac{B^2}{d^5} \cdot \rho_0 \cdot l_p \quad (45)$$

где: P_n – абсолютное давление в начале рассчитываемого участка газопровода, МПа;

P_k – абсолютное давление в конце рассчитываемого участка газопровода, МПа;

P_0 – давление газа при нормальных физических условиях, МПа:

$P_0 = 0,101325$ МПа;

l_p – расчётная длина газопровода, м: $l_p = 1,1 \cdot l_\partial$

λ – коэффициент гидравлического трения.

Расчет начинаем с участка, для которого известно начальное давление P_n . Конечное давление расчетного участка определяем по формуле:

$$P_k = \sqrt{P_n^2 - \left[\frac{P_0}{81\pi^2} \cdot \lambda \cdot \frac{B^2}{d^5} \cdot \rho_0 \cdot l_p \right]}, \text{ Па} \quad (46)$$

Коэффициент гидравлического трения λ , следует определять в

зависимости от режима движения газа по газопроводу, характеризуемого числом Рейнольдса:

$$\text{Re} = \frac{B}{9\pi d\nu} = 0,0354 \frac{B}{d\nu}, \quad (47)$$

где ν – коэффициент кинематической вязкости газа, м²/с, при нормальных условиях;

d – внутренний диаметр, см.

При $\text{Re} < 2000$:

$$\lambda = \frac{64}{\text{Re}} \quad (48)$$

При $4000 < \text{Re} < 10000$:

$$\lambda = \frac{0,3164}{\text{Re}^{0,25}} \quad (49)$$

При $\text{Re} > 10000$:

$$\lambda = \frac{1}{(1,82 \lg \text{Re} - 1,64)^2} \quad (50)$$

Приведем в качестве примера расчет для участка 1-2. Наружный диаметр участка составляет 159 мм, длина 21,1 м.

Критерий Рейнольдса по формуле (48):

$$\text{Re} = 0,0354 \frac{156,7}{0,15 \cdot 14,3 \cdot 10^{-6}} = 25861$$

Коэффициент гидравлического трения по формуле (51):

$$\lambda = \frac{1}{(1,82 \lg 25861 - 1,64)^2} = 0,024$$

Согласно формуле (46):

$$P_n^2 - P_k^2 = \frac{0,0051}{81 \cdot 3,14^2} \cdot 0,024 \cdot \frac{156,7^2}{15^5} \cdot 1,055 \cdot 23,2 = 0,012 \cdot 10^{-5} \text{ МПа}^2$$

Конечное давление на участке по формуле (47):

$$P_k = \sqrt{0,0051^2 - 0,012 \cdot 10^{-5}} = 0,0051 \text{ Па}$$

Таблица 13 – Расчет газопровода

Номер участка	Расход газа V_p , м ³ /ч	Длина участка L_d , м	Длина участка расчетная L_p , м	Диаметр d_{xs} , мм	Критерий Рейнольдса Re	Коэффициент гидравлического трения λ	$p_n^2 - p_k^2$, $\cdot 10^5$, МПа	Давление в начале участка, P_n , МПа	Давление в конце участка, P_k , МПа
1-2	156,7	21,1	23,2	159x4,5	25861	0,024	0,012	0,0051	0,0051
2-3	156,7	5,4	5,9	159x4,5	25861	0,024	0,00	0,0051	0,0051
3-4	78,4	16,2	17,8	89x3,5	23653	0,025	0,05	0,0051	0,0050
4-5	39,2	2,7	3,0	57 x3,5	19396	0,026	0,03	0,0050	0,0050

Окончание таблицы 13

Номер участка	Расход газа V_p , м ³ /ч	Длина участка L_d , м	Длина участка расчетная L_p , м	Диаметр d_{xs} , мм	Критерий Рейнольдса Re	Коэффициент гидравлического трения λ	$p_n^2 - p_k^2$, $\cdot 10^5$, МПа	Давление в начале участка, P_n , МПа	Давление в конце участка, P_k , МПа
4-5а	39,2	2,7	3,0	57 x3,5	19396	0,026	0,03	0,0050	0,0050
3-3а	78,4	11,2	12,3	89 x3,5	23653	0,025	0,03	0,0051	0,0051
3а-3б	39,2	2,7	3,0	57 x3,5	19396	0,026	0,03	0,0051	0,0050
3а-3в	39,2	2,7	3,0	57 x3,5	19396	0,026	0,03	0,0051	0,0050

7.4 Подбор регулятора давления

Регулятор давления автоматически снижает давление газа и поддерживает его после себя постоянным на заданном уровне независимо от

расхода и колебаний давления на входе. Подбирают регуляторы давления по пропускной способности и величинам начального и конечного давления газа.

В паспортных данных регулятора приведена величина расхода газа при максимальном давлении с соответствующей плотностью, а при других значениях входного давления пропускную способность регулятора определяем по формуле. К установке принимаем регулятор давления типа РДГ-50Н(М) седло Ø30. Диапазон настройки выходного давления 1,5-60 кПа.

Принимаем к установке регулятор давления и проверяем его пропускную способность[9]:

$$V_{рд} = V_{т} \cdot \frac{P_1}{P_{1т}}, \text{ м}^3/\text{ч} \quad (51)$$

где $V_{т}$ – табличное значение пропускной способности регулятора давления, $\text{м}^3/\text{ч}$;

P_1 – абсолютное входное давление газа, $P_1 = 0,3$ МПа;

$P_{1т}$ – табличное значение абсолютного входного $P_{1т} = 0,3$ МПа.

$$V_{рд} = 850 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Расчетная пропускная способность регулятора давления является максимально возможной при располагаемом перепаде давлений, т.к. соответствует полностью открытому положению клапана. Поэтому для создания нормальных условий работы, регулятор давления должен быть загружен при требуемой пропускной способности не более чем на 80%, а при минимальном расходе не более чем на 10%.

$$10\% \leq \frac{1,2 \cdot V_{тп}}{V_{рд}} \leq 80\% \quad (52)$$

$$\frac{1,2 \cdot 156,7}{850} \cdot 100\% = 22\%, \text{ условие выполняется.}$$

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-5Б2Б1	Гаджиевой Эльмире Салимовне

Институт	Электронного обучения	Кафедра	ТПТ
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Теплоэнергетика и теплотехника

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Проект реконструкции системы теплоснабжения Герасимовского нефтяного месторождения.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность	Анализ источников опасностей и вредностей -Рабочая зона помещения котельной -Технологическое оборудование -Технологический процесс
2. Экологическая безопасность:	Оценка ОиВПФ и средства защиты от них
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Защита работающего персонала от шума и вибрации Защита работающего персонала от вредных выбросов Защита от поражения электрическим током
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	ТК РФ, N 197 гарантии и компенсации, установленные в соответствии с настоящим кодексом. Опасные и вредные условия труда устанавливаются коллективным договором.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	5.12.16
--	----------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Василевский М.В	к.т.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Б2Б1	Гаджиева Э.С		

8 Социальная ответственность

Введение

Корпоративная социальная ответственность—это концепция, в соответствии с которой организации учитывают интересы общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на фирмы и прочие заинтересованные стороны общественной сферы. Это обязательство выходит за рамки установленного законом обязательства соблюдать законодательство и предполагает, что организации добровольно принимают дополнительные меры для повышения качества жизни работников и их семей, а также местного сообщества и общества в целом.

Практика социальной ответственности является предметом многочисленных споров и критики. Защитники утверждают, что имеется прочное экономическое обоснование корпоративной социальной ответственности, и корпорации получают многочисленные преимущества от того, что работают на более широкую и продолжительную перспективу, чем собственная сиюминутная краткосрочная прибыль. Критики спорят, что корпоративная социальная ответственность уводит в сторону от фундаментальной экономической роли бизнеса; одни утверждают, что это не что иное, как приукрашивание действительности; другие говорят, что это попытка подменить роль правительства в качестве контролера мощных мульти национальных корпораций.

8.1 Анализ источников опасностей и вредностей

8.1.1 Рабочая зона помещения котельной

В котельной предусмотрены легкобрасываемые конструкции из расчета 0,03 м² на 1 м³ объема котельного зала.

Класс ответственности здания – II.

Категория взрывопожарной безопасности – А.

В соответствии с [СНиП Проектирование автономных источников теплоснабжения потребитель теплоты по надежности теплоснабжения относится ко II-ой категории].

8.1.2 Технологическое оборудование

В здании котельной располагается 2 котельных агрегата, работающих на газовом топливе; водяные насосы с эквивалентным уровнем звукового давления 5 дБ, привод насосов. В котельной также располагается множество трубопроводов горячей воды, различные агрегаты, работающие при высоких температуре и давлении.

В целях безопасности в котельной установлены системы автоматического управления режимом работы котельных агрегатов, системы регулирования тепловой нагрузки, соотношения газа и воздуха, а также клапаны, задвижки, вентили, манометры, датчики уровня воды, расходомеры, датчики давления и температуры.

8.1.3 Технологический процесс

В процессе эксплуатации котельных установок могут возникнуть аварийные ситуации. Если при этом не сработают предохранительные клапаны или другие устройства системы безопасности, то может произойти взрыв. Таким образом, неисправность контрольно-измерительных приборов и средств обеспечения безопасности могут стать источниками опасности.

Источниками возможного возгорания в помещении могут быть деревянные конструкции оконных заполнителей, различные газы и жидкости.

Источниками опасности также могут стать параметры электрического тока, загрязненность воздуха помещения котельной пылью, чрезмерный шум, вибрация от работы электродвигателей, насосов, вентиляторов.

Наличие газопроводов горючих газов обуславливает опасность загазованности внутреннего объема здания, что может привести к образованию взрыво- и пожароопасных смесей, а также к отравлению персонала. Помимо газов возможны выбросы других вредных веществ: кислорода, серной кислоты, фосфата натрия, энергетических масел, мазута.

В котельной имеется значительное количество трубопроводов пара и горячей воды с температурой более 100°С. Некоторые трубопроводы по технологическим особенностям неизолированы и поэтому дают довольно сильное тепловое излучение. Кроме того, рассмотренные трубопроводы представляют опасность еще и как сосуды, работающие под давлением.

8.2 Оценка ОиВПФ и средства защиты от них

Данные по исследованию опасных и вредных факторов в помещении котельной представлены в таблице 14. Основными такими факторами являются: запыленность воздуха, шум, микроклимат внутри помещения (температура, относительная влажность, подвижность воздуха), освещение, параметры электрического тока, взрыво- и пожароопасность. В таблице приведено сравнение нормативных параметров с фактическими и предложены мероприятия по защите от ОиВПФ.

Таблица 14- Оценка ОиВФФ и средства защиты от них

Опасные и вредные факторы (ОиВФ)	Параметры ОиВФ		Нормативный документ	Мероприятия и средства защиты
	фактическая величина	нормативная величина		
1	2	3	4	5
1. Параметры микроклимата для категории работ Пб – Температура, °С Теплое время года Холодное время года – Относительная влажность, % – Подвижность воздуха, м/с	19...21 15...19 40-60 0,2	19...21 17...19 40-60 0,2	СанПиН 2.2.4.548-96	Требуемые параметры обеспечиваются необходимой толщиной стен по теплотехническим расчетам и работой систем отопления, вентиляции
2. Запыленность воздуха – концентрация кремнийсодержащей пыли, мг/м ³	2	6	ГОСТ 12.1.005-88*	Снижение концентрации пыли за счет работы системы вентиляции
3. Освещение рабочего места: – наименьший размер объекта различения, мм; – разряд зрительных работ; – подразряд зрительных работ; а) Естественное освещение, (КЕО) е _ф , % б) Искусственное освещение, Е, лк	0,25 II В 4 4104	0,3 II В 1,35 4000	СНиП 23-05-95*	Так как фактические значения больше нормативных освещенность помещения искусственным и естественным светом достаточная
4. Параметры электрического тока: – напряжение, U, В; – сила тока, I, А; – изоляция токопроводящих проводников, кОм; – сопротивление защитного заземления, Ом	380 31 500 4	до 1000 до 500 500 4	ПУЭ, ПТЭ, ПТБ	Защитная изоляция, защитное заземление и зануление, автоматические отключающие устройства, индивидуальные средства защиты

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5
5. Шум Уровни звукового давления, L, дБ на среднегеометрических частотах, f, Гц: 63 125 250 500 1000 2000 4000 8000	78 78 79 73 66 64 64 48	99 92 86 83 80 78 76 74	ГОСТ 12.1.003-83	Строительно-акустические мероприятия, технические средства, дистанционное управление оборудованием
6. Возгорание материалов; – удельная пожарная нагрузка, $q=Q/F$, МДж/м ² Категория по ВПО Степень огнестойкости	35	1-180 В4 II	НПБ 105-95; СНиП 21-01-97	Первичные средства пожаротушения

8.2.1 Мероприятия по защите от вредных и опасных факторов

Защита работающего персонала от тепловых излучений температур

Для защиты работающего персонала от инфракрасного и теплового излучений их интенсивность уменьшают. Для этого применяют тепловую изоляцию, охлаждение теплоизлучающих поверхностей, экранирование источников излучений, удаление избыточного тепла, средства индивидуальной защиты; устанавливают рациональный режим труда и отдыха и др.

Тепловая изоляция является эффективным и самым экономичным средством вследствие уменьшения интенсивности инфракрасного излучения от нагретых поверхностей энергетического оборудования, общих тепловыделений, а также предотвращения ожогов при прикосновении к этим поверхностям. Изоляция оборудования должна обеспечивать температуру ее наружной поверхности не более 45°C.

8.2.2 Защита работающего персонала от шума и вибрации

Снижение шума осуществляется техническими средствами; строительно-акустическими мероприятиями; применением дистанционного управления шумными машинами; организационными мероприятиями (выбором рационального режима труда и отдыха, сокращением времени нахождения в шумных условиях, лечебно-профилактическими и другими мероприятиями); применением средств индивидуальной защиты.

Снижение вибрации от работающих электродвигателей и вращающихся механизмов достигается путем их установки на массивные фундаменты или устранением жестких связей между фундаментом двигателя и рабочей площадкой на этой отметке путем создания воздушной щели шириной 1-2 см. Вибрацию также можно снизить облицовкой листов покрытия пола вибродемпфирующими материалами, которые приклеиваются к нижней поверхности листов в виде резиновых полос или специальных ковриков.

8.2.3 Защита работающего персонала от вредных выбросов

Защита от газо- и паровыделений, прежде всего, предусматривает местную вытяжную вентиляцию для отсоса вредных веществ непосредственно от источника их образования. Кроме того, технологические процессы, которые сопровождаются выделением вредных веществ, заменяют более

совершенными и экологичными. На участках, где применяются агрессивные вредные вещества (кислоты, щелочи и др.), полы и стены покрыты материалами, препятствующими поглощению этих веществ.

8.2.4 Защита персонала от поражения электрическим током

Для защиты персонала от возможности травмирования электрическим током применяют защитное заземление электрооборудования, ограничение доступа к токоведущим частям персонала, не имеющего права к обслуживанию данного оборудования. Питание устройств осуществляется от силового щита через автоматический предохранитель, срабатывающий при превышении заданной нагрузки. Необходимо поддержание поверхностей, на которых расположены органы управления электрооборудованием, в чистоте и сухости.

8.2.5 Пожарная безопасность

Промышленная котельная по пожарной опасности относится к категории В. Но при чрезвычайных ситуациях, по пожарной опасности котельный цех приобретает категорию Б, так как здесь возможно выделение газов с нижним пределом взрываемости выше 10% объема воздуха; жидкости с температурой воспламенения паров 28...61°C; жидкости, нагретой в условиях производства до температуры вспышки и выше; горючей пыли или волокна с нижним пределом воспламенения до 65 г/м³ к объему воздуха.

Повышенную опасность составляют горючий газ и пары легковоспламеняющихся жидкостей. В котельной имеются эвакуационные пути на случай пожара. Эти пути представлены на специальных плакатах, развешенных на щитах управления и в местах повышенного скопления персонала.

Во всех помещениях котельной установлен пожарный водовод с пожарными кранами. Давление воды в пожарном водоводе не менее 4 кгс/см², диаметр – 80 - 100мм. Пожарные краны внутреннего противопожарного водовода укомплектованы рукавами и стволами, которые находятся на рабочих местах машинистов котлов, в комнате начальника котельной. В местах возможного разлива легковоспламеняющихся жидкостей установлены ящики с песком.

8.3 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства

Согласно ТК РФ, N 197 -ФЗ каждый работник имеет право на:

- рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда;
- обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в соответствии с федеральным законом;
- получение достоверной информации от работодателя, соответствующих государственных органов и общественных организаций об условиях и охране труда на рабочем месте, о существующем риске повреждения здоровья, а также о мерах по защите от воздействия вредных и (или) опасных производственных факторов;
- отказ от выполнения работ в случае возникновения опасности для его жизни и здоровья вследствие нарушения требований охраны труда, за исключением случаев, предусмотренных федеральными законами, до устранения такой опасности;

- обеспечение средствами индивидуальной и коллективной защиты в соответствии с требованиями охраны труда за счет средств работодателя;
- обучение безопасным методам и приемам труда за счет средств работодателя;
- личное участие или участие через своих представителей в рассмотрении вопросов, связанных с обеспечением безопасных условий труда на его рабочем месте, и в расследовании происшедшего с ним несчастного случая на производстве или профессионального заболевания;
- внеочередной медицинский осмотр в соответствии с медицинскими рекомендациями с сохранением за ним места работы (должности) и среднего заработка во время прохождения указанного медицинского осмотра;
- гарантии и компенсации, установленные в соответствии с настоящим Кодексом, коллективным договором, соглашением, локальным нормативным актом, трудовым договором, если он занят на работах с вредными и (или) опасными условиями труда.
- повышенные или дополнительные гарантии и компенсации за работу на работах с вредными и (или) опасными условиями труда могут устанавливаться коллективным договором, локальным нормативным актом с учетом финансово-экономического положения работодателя.

Заключение

В результате выполненной работы получены данные позволяющие выполнить рекомендации по улучшению режимных параметров теплотехнического оборудования, уменьшению загрязнения окружающей среды, улучшения условий труда.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕДИНЕНИЕ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-5Б2Б1	Гаджиевой Эльмире Салимовне

Институт	Институт электронного обучения	Кафедра	ТПТ
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	Теплотехника и теплоэнергетика

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих.</i>	Должностной оклад научного руководителя - 26300 рублей Должностной оклад инженера 17000 рублей
2. <i>Нормы, нормативы расходования ресурсов</i>	Норма амортизации основных фондов: 20% Норма амортизации программных продуктов: 25%
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Социальные отчисления – 30% от ФОТ
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	1. Планирование НИР
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	2. Смета затрат на проект
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	3. Смета затрат на оборудование 4. Сравнение технико-экономических показателей до и после реконструкции котельной

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	5.12.16
---	---------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Кузьмина Наталия Геннадьевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Б2Б1	Гаджиева Эльмира Салимовна		

9 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В данном разделе рассчитываются затраты на исследование темы «Реконструкция проекта теплоснабжения Герасимовского нефтяного месторождения». Техническая часть работы была рассмотрена с точки зрения возможности присоединения новых потребителей.

9.1 Планирование НИР

Для выполнения работы, составляется план, в нем подсчитывается по пунктам трудоемкость работ, количество исполнителей участвующих в проекте, расходы и текущие затраты: заработная плата, социальные отчисления.

Поэтапный список работ, работающие исполнители, оценка объема трудоемкости отдельных видов работ сведена в таблице

Табл 1.-Перечень работ и оценка времени их выполнения

№	Наименование работы	Количество исполнителей	Продолжительность в днях
1.	Выдача и получение задания	Инженер. Научный руководитель	1 1
2.	Поиск, подготовка, сбор материалов для работы	Инженер	10
3.	Разработка схем теплоснабжения района до и после реконструкции	Инженер	15
4.	Выполнена трассировка тепловой сети от точки врезки УУ_С84 до объектов автономных котельных	Инженер	3
5.	Расчет часовых нагрузок и годового теплопотребления по видам нагрузок по методу укрупненных показателей	Инженер	5
6.	Расчет расходов теплоносителя по всем объектам данного района	Инженер	4
7.	Проверка расчетов, сбор теоретических материалов	Инженер Научный руководитель	2 2
8.	Гидравлический расчет тепловых сетей	Инженер	5

9.	Проверка гидравлического расчета, расчета с помощью ЭВМ	Научный руководитель	2
10.	Построение и анализ пьезометрических графиков	Инженер	6
11.	тепловой и конструктивный расчет подогревателя ГВС	Инженер	7
12.	разработка монтажной и аксонометрической схемы подключения подогревателя, план и разрез ЦТП	Инженер	6
13.	расчет и анализ технико-экономических показателей работы до и после реконструкции системы	Инженер	3
14.	Разработка отчета, доклада.	Инженер Научный руководитель	2 2
Итого:.....		Инженер Научный руководитель	67 7

В выполнении проекта участвуют два человека: один – руководитель проекта, другой – исполнитель проекта, время на выполнение проекта $T = 67$ дней.

9.2 Расчет сметы затрат на разработку проекта.

Капитальные затраты на проект рассчитываются по следующим элементам расходов с последующим суммированием:

$$K_{np} = K_{mat} + K_{am} + K_{зп} + K_{со} + K_{пр} + K_{нр}$$

Где,

K_{mat} – материальные затраты, руб.;

K_{am} – затраты на амортизацию, руб.;

$K_{зп}$ – затраты на заработанную плату, руб.;

$K_{со}$ – затраты на социальные отчисления, руб.;

$K_{пр}$ – прочие затраты, руб.;

$K_{нр}$ – накладные расходы, руб.

9.2.1 Материальные затраты

В данной работе материальные затраты принимаем в размере 3300руб на канцелярские товары

9.2.2 Амортизация основных фондов и нематериальных активов

Отражает сумму амортизационных отчислений на полное восстановление основных производственных фондов, рассчитанную исходя из балансовой стоимости и утвержденных норм амортизации.

К основным фондам при выполнении проекта относятся электронная вычислительная техника (компьютеры) и печатающее устройство (принтеры)

Таблица 3,-Основные фонды при выполнении проекта

Вид техники	Количество	Общая стоимость	Норма амортизации
Компьютер	1	60000	20%
Принтер	1	20000	20%

Затраты на амортизацию основных фондов рассчитываются по следующей формуле:

(53)

Где:

$T_{исп.к.т}$ - время использования компьютера (дней);

$T_{кал.дней}$ - количество календарных дней;

$C_{к.т}$ - стоимость техники;

$T_{ам.} = 5$ лет - норма амортизации.

$$K_{ам. Комп} = \frac{67}{365} \cdot 60000 \cdot \frac{1}{5} = 2196 \text{ руб}$$

$$K_{ам. Прин.} = \frac{7}{365} \cdot 20000 \cdot \frac{1}{5} = 76 \text{ руб}$$

Сумма амортизационных отчислений по основным фондам:

$$K_{амосн}^e = K_{ам. Комп} + K_{ам. Прин.}$$

$$2196+76 = 2272 \text{ руб.}$$

9.2.3 Затраты на оплату труда.

В состав затрат на оплату труда включаются:

- выплаты заработной платы за фактически выполненные работы, исходя из должностных окладов в соответствии с принятыми на предприятии нормами и системами оплаты труда;
- выплаты, обусловленные районным регулированием оплаты труда;
- оплата в соответствии с действующим законодательством очередных и дополнительных отпусков;

Заработная плата рассчитывается следующим образом:

Месячная заработная плата руководителя:

$$ЗП_{зпл} = ЗП_о \cdot K_{рай.} \cdot K_{отп.}$$

$ЗП_о$ - месячный оклад, для руководителя, $ЗП_о = 26300$ руб.

$K_{рай.}$ - районный коэффициент, для города Томска

$$K_{рай.} = 30\% ;$$

$K_{отп.}$ - коэффициент, учитывающий начисление отпускных, $K_{отп.} = 10\%$

Для Научного руководителя

$$ЗП_{зпл} = 26300 \cdot 1,3 \cdot 1,01 = 37027,8 \text{ руб}$$

Для инженера

$$ЗП_{зпл} = 17000 \cdot 1,3 \cdot 1,01 = 16894,8 \text{ руб}$$

Фактическая заработная плата исполнителей проекта:

$$ЗП_{ф} = \frac{ЗП_{мес.}}{21} \cdot n$$

Для научного руководителя

$$ЗП_{ф} = \frac{37027,8}{21} \cdot 7 = 12342,6 \text{ руб.}$$

Для инженера

$$3П_{\phi} = \frac{16894,8}{21} \cdot 67 = 53902,4 \text{ руб.}$$

Месячная заработная плата инженера:

$$3П_{зпл} = 3П_{\phi} \cdot K_{рай.} \cdot K_{отп.}$$

Фактическая заработная плата работника:

Всего затрат на оплату труда:

$$K_{зп} = 3П_{зп}^{15} + 3П_{зп}^9 \quad (54)$$

$$K_{зп} = 12342,6 + 53902,4 = 66245 \text{ руб.}$$

9.2.4 Отчисления на социальные нужды

Данная статья отражает обязательные отчисления по установленным законодательным нормам органам государственного социального страхования, пенсионного фонда, государственного фонда занятости и медицинского страхования.

Затраты на социальные нужды рассчитываются как доля 30% от затрат на оплату труда:

$$K_{соц} = 0,3 \cdot K_{зп} \quad (55)$$

$$K_{соц} = 0,3 \cdot 66245 = 19873,5 \text{ руб.}$$

9.2.5 Прочие затраты.

К прочим затратам себестоимости проекта относятся налоги, отчисления во внебюджетные фонды, оплата электрической и тепловой энергии, вознаграждения за изобретения и рационализаторские предложения, затраты на командировки и т.д. Прочие затраты рассчитаем как 10% от суммы материальных затрат, затрат на заработную плату и отчислений на социальные нужды и амортизационных отчислений:

$$K_{пр.} = 0,1 \cdot (K_{mat} + K_{зн}^{\Sigma} + K_{зн}^{\Sigma} + K_{ам}^{\Sigma})$$

$$0,1 \cdot (3300 + 66245 + 19873,5 + 5312,5) = 94731 \text{ руб.}$$

9.2.6 Накладные расходы

В стоимости проекта учитываются накладные расходы, включающие в себя затраты на аренду помещений, оплату тепловой и электрической энергии, затраты на ремонт зданий и сооружений, заработную плату административных сотрудников и т.д. Накладные расходы рассчитываются как 200% от затрат на оплату труда.

$$K_{\text{накл.}} = 2 \cdot K_{\text{зпл}}^{\Sigma} \quad (56)$$

$$2 \cdot 66245 = 132490 \text{ руб.}$$

Таким образом общие капитальные вложения в проект составит.

$$K_{\text{пр.}} = K_{\text{мат}} + K_{\text{зн}} + K_{\text{соц}} + K_{\text{ам}} + K_{\text{пр}} + K_{\text{накл.}} \quad (57)$$

Элементы затрат	Сумма затрат, руб.
Материальные затраты	3300
Затраты на оплату труда	66245
Отчисления на социальные нужды	19873,5
Амортизация основных фондов и нематериальных активов	5312,5
Прочие затраты	94731
Накладные расходы	132490
Итого ($K_{\text{пр}}$):	321952

9.3 Смета затрат на реконструкцию

Таблица 16– Оценка капитальных затрат на источник теплоснабжения

№, п/п	Наименование Тип	Цена за единицу, руб	Кол- во, шт.	Стоимость, руб.
1	Котельный агрегат ВВД-1,8	380000	2	760000
2	Сетевой насос WILO 32/150-2,2/2	67970	3	203910

3	Подпиточный насос	28980	2	57960
4	Фильтр Na-катионитный I ступени	210500	1	210500
5	Фильтр Na-катионитный II ступени	295000	1	295000
6	Фильтр механический	135000	1	135000
7	Нефтяная емкость	58000	1	58000
8	Емкость ППУ	35000	1	35000
9	Емкость ХВО	28000	1	28000
10	Теплообменник сырой воды	95800	1	95800
11	Компрессор	26000	2	52000
12	Приточная установка	80000	1	80000
13	Солевой насос	15200	1	15200
14	Бак раствора соли	12000	1	12000
Сумма				2038370

9.4 Сравнение технико-экономических показателей котельной до и после реконструкции (добавления новых потребителей)

До реконструкции, заключающейся в добавлении ответвлений на новых потребителей (1-3,12,21), суммарное теплотребление поселка составляло 0,693 МВт. После реконструкции суммарное теплотребление поселка составило 1,26 МВт. Также коэффициент полезного действия котельных агрегатов до и после реконструкции составил 70 и 91,9% соответственно. Произведем сравнительную оценку технико-экономических показателей котельной до и после реконструкции по приведенным выше формулам.

Показатель	До реконструкции	После реконструкции
Подключенная тепловая нагрузка потребителей, МВт	0,693	1,264
Тепловые потери в сетях, МВт	0,126	0,171
Количество отпущенной тепловой энергии, МВт	0,819	1,435
Количество тепловой энергии на собственные нужды котельной, МВт	0,228	0,228
Выработка тепловой энергии котельной, МВт	1,047	1,663
Расход топлива, м ³ /ч	129,5	156,7
Расход теплоносителя, т/ч	16,4	26
Годовой расход теплоты потребителями, ГДж	6488	11834
Годовой расход топлива, м ³ /год	335744	406143
Удельный расход газа на выработку 1 ГДж энергии	34,3	26,1
Эксплуатационные затраты		
1. Амортизация	172242	172242
2. Топливо	1833164	2217540
3. Вода	214107	214107
4. Электроэнергия	1167113	1167113
5. Вспомогательные материалы	26499	26499
6. Ремонт	26499	26499
7. Прочие расходы	34396	38240
Сумма	3474020	3862240
Себестоимость тепловой энергии, руб/Гкал	1483,7	1039,1

По результатам таблицы можно сделать вывод, что при подключении условленных потребителей к тепловой сети эксплуатационные затраты увеличиваются на 388,2 тыс.руб., а годовое потребление энергии увеличилось на 2826,5 ГДж. В связи с этим себестоимость производимой

тепловой энергии после реконструкции уменьшилась с 1483,7 руб./Гкал до 1039,1 Гкал.

9.5 Расчет эксплуатационных затрат на производство тепловой энергии

Затраты на амортизацию оборудования определяются в процентах от капитальных затрат на оборудование по формуле[10]:

$$\mathcal{E}_{ам} = K_{об} \cdot \frac{H_{ам}}{100}, \quad (58)$$

где $H_{ам}$ – норма амортизационных отчислений, принимается равной 6,5 %.

$$\mathcal{E}_{ам} = 2649881 \cdot \frac{6,5}{100} = 172242 \text{ руб}$$

Годовые затраты на топливо определяются по формуле:

$$\mathcal{E}_{топл} = B_n^{год} \cdot C_m, \quad (59)$$

C_m – стоимость 1 м³ попутного газа, принимаем равной 5,46 руб./м³.

$$\mathcal{E}_{топл} = 5,46 \cdot 406142,8 = 2217540 \text{ руб}$$

Затраты на воду для подпитки тепловой сети:

$$\mathcal{E}_в = G_{подп}^{год} \cdot C_в, \quad (60)$$

$C_в$ – стоимость 1 м³ воды, для Томской области 36,19 руб./м³.

$$\mathcal{E}_в = 5916,2 \cdot 36,19 = 214107,3 \text{ руб}$$

Электроэнергия используется для привода насосов, клапанов и др.оборудования котельной, освещения помещения, привода вентиляторов системы вентиляции. Суммарная потребляемая мощность котельной 63 кВт.

Затраты на электроэнергию определяются по формуле[10]:

$$\mathcal{E}_{эл} = N \cdot C_{эл}, \quad (61)$$

где N – количество потребляемой электроэнергии, кВт·ч;

$C_{эл}$ – тариф на электроэнергию, принимается для Томской области 3,1 руб./кВт·ч.

$$\mathcal{E}_{эл} = 63 \cdot 5976 \cdot 3,1 = 1167113 \text{ руб}$$

Затраты на вспомогательные материалы принимаются равными 1% от стоимости оборудования.

$$\mathcal{E}_{всп.мат} = 0,01 \cdot K_{об} = 0,01 \cdot 2649881 = 26499 \text{ руб}$$

Расчет затрат на ремонт принимается в размере 1-3% от суммарных капитальных затрат[10]:

$$\mathcal{E}_{рем} = 0,01 \cdot K_{об} = 0,01 \cdot 2649881 = 26499 \text{ руб}$$

Прочие затраты составляют от 1 до 3% от суммы всех затрат.

$$\mathcal{E}_{пр} = 0,01 \cdot 3824000 = 38240 \text{ руб}$$

Все статьи эксплуатационных расходов сводятся в таблицу 18.

Тариф на тепловую энергию в 2017 в Томской области составляет 1999 руб./Гкал.

Таблица 18 – Эксплуатационные затраты на производство тепловой энергии

Статьи расходов	Сумма, руб.	%	На единицу произведенной тепловой энергии, руб./ГДж	На единицу произведенной тепловой энергии, руб./Гкал
1. Амортизация	172242	4,5	11,1	46,3
2. Топливо	2217540	57,4	142,5	596,6
3. Вода	214107	5,5	13,8	57,6
4. Электроэнергия	1167113	30,2	75,0	314,0
5. Вспомогательные материалы	26499	0,7	1,7	7,1
6. Ремонт	26499	0,7	1,7	7,1
7. Прочие расходы	38240	1,0	2,5	10,3
ИТОГО РАСХОДОВ	3862240	100,0	248,2	1039,1

Себестоимость производства тепловой энергии с использованием в качестве топлива попутного газа составляет 1039,1 руб/Гкал (табл.18), что говорит об экономической выгоде использования попутного нефтяного газа в качестве топлива.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе производится реконструкция системы теплоснабжения поселка Герасимовского месторождения, расположенного в Парабельском районе Томской области. Реконструкция заключается в присоединении к источнику теплоснабжения новых потребителей.

Согласно расчету тепловых нагрузок с учетом присоединения новых потребителей после реконструкции, суммарная тепловая нагрузка составила 1,26 МВт (1,087 Гкал/ч). Суммарный расход теплоносителя в тепловой сети составил 19,76 т/ч, годовой расход тепла потребителями – 11834 ГДж. Источником теплоснабжения для вахтового поселка Герасимовского месторождения является отопительная котельная. Согласно тепловой схеме в котельной установлено 2 водогрейных котлоагрегата ВВД-1,8 номинальной теплопроизводительностью 1,8 Гкал/ч. Циркуляция теплоносителя на источнике осуществляется тремя сетевыми насосами (2 рабочих, 1 в резерве). Основное топливо – попутный газ месторождения, резервное топливо – нефть.

Согласно полученным расчетным данным был построен годовой график теплопотребления и график качественного регулирования отпуска тепла. Далее был произведен гидравлический расчет тепловой сети, по результатам которого построен пьезометрический график. Давление в подающем трубопроводе тепловой сети – 56,5 м вод.ст. Давление в обратном трубопроводе тепловой сети – 34 м вод.ст. Потери давления на источнике и у потребителей - 10 м вод.ст.

Был произведен расчет тепловой изоляции согласно нормированной плотности теплового потока. Согласно расчету, суммарные тепловые потери через тепловую изоляцию составят 171 кВт- 11,9% от потребности поселка в тепловой энергии.

Собственные нужды котельной представлены системами отопления и вентиляции, подогревом подпиточной воды, идущей на химводоочистку в рекуперативном теплообменнике, а также подогревом емкостей РПС, ППУ и ХВО.

Расход тепла на собственные нужды котельной составит 228 кВт – 13,7% от расхода тепла, отпускаемого потребителям.

Расчетная производительность котельных агрегатов с учетом расхода тепловой энергии на собственные нужды и тепловых потерь в сети составит 1,663 МВт, расход попутного газа на котельную 156,7 м³/ч. Был произведен расчет системы газоснабжения котельной и подбор регулятора для снижения давления газа от 0,3 до 0,005 МПа - РДГ-50Н(М) седло Ø30.

После реконструкции тепловой сети в связи с подключением новых потребителей производительность и напор насосов увеличились, в связи с чем был произведен подбор сетевых насосов WILO IL 32/150-2,2/2.

Был произведен расчет технико-экономических показателей, согласно которому себестоимость производства тепловой энергии с использованием в качестве топлива попутного газа составляет 1366,5 руб/Гкал (табл.17), что говорит об экономической выгоде использования попутного нефтяного газа в качестве топлива.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. СП 131.13330.2012 Свод правил: Строительная климатология: Министерство регионального развития РФ – М.:2012. – 71 с.
2. СП 50.13330.2012 Тепловая защита зданий.
3. СП 89.13330. 2012 Котельные установки
4. СП 61.13330.2012 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов
5. Ионин А.А. Теплоснабжение: учебник/А.А.Ионин,Б.М.Хлыбов – м.:Эколит,2011-336 с.:ил.
6. Справочник проектировщика. Проектирование тепловых сетей/ под.ред. А.А.Николаева. – М.:Издательство литературы по строительству,2003. – 359 с.
7. Громов Н.К. Водяные тепловые сети: справочное пособие по проектированию/ Н.К. Громов, Е.П. Шубин. – М.:Энергоиздат,1982. – 380 с.
8. А.К. Тихомиров. Теплоснабжение района города. Хабаровск: Тихоокеанский государственный университет, 2006
9. Брюханов О. Н., Газоснабжение: учеб; Пособие для студ. высш. учеб. заведений / О. Н. Брюханов, В. А. Жила, А. И. Плужников. М.: издательский центр «Академия», 2008.-448 с.
10. Манюгин А.П. Методические указания к выполнению курсовой работы на тему «Себестоимость транспорта тепла в заданный район». Липецк: ЛПИ. 2006 с.18
11. Тепловой расчет котельных агрегатов. Нормативный метод. Кузнецов Н.В., Митор В.В., Дубовский И.Е., Карасина Э.С. (ред.). 1973
12. Фалалеев Ю.П. Проектирование центрального теплоснабжения: учеб. пособие/Ю.П.Фалеев; Нижегород. гос. архитектур.-строит. ун-т. –Н.Новгород:ННГАСУ,1997. – 282 с.

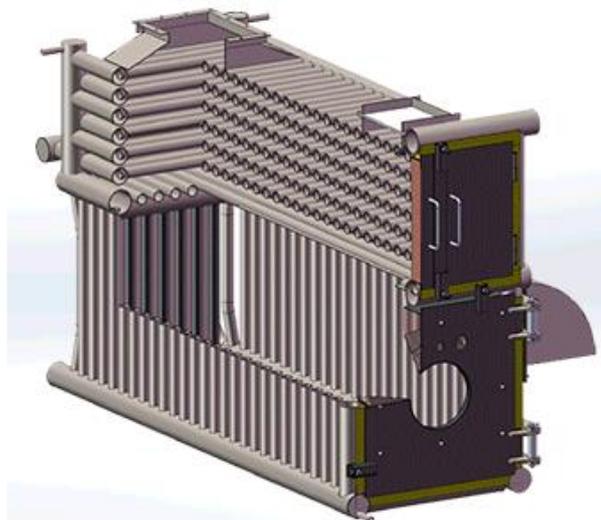
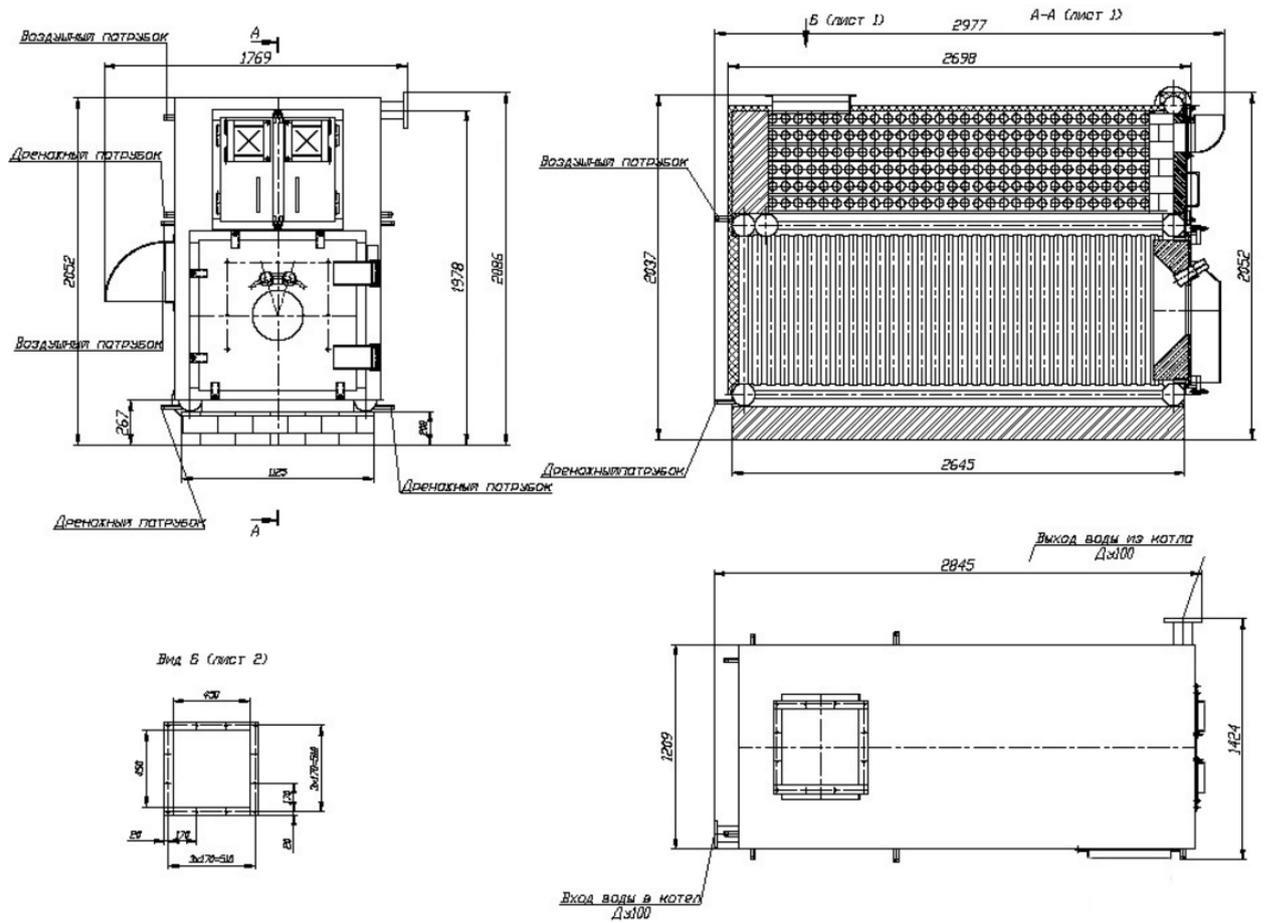
13.ГОСТ 21.605-82* Сети тепловые (тепломеханическая часть):М.:издательство стандартов, 1989.

14.3.006,4.903-10 Типовые серии элементов тепловых сетей.

15. Wilo-Select – программа для подбора оборудования <http://www.wilo.ru/>

ПРИЛОЖЕНИЕ 1.

ХАРАКТЕРИСТИКИ ВОДОГРЕЙНЫХ КОТЛОВ КВа-1,0



Наименование показателя	Водогрейный газовый котел 1,8 МВт
Мощность водогрейного котла, МВт (Гкал/ч)	1,8 (1,5)
Топливо	Газ
КПД котла, не менее, %	91,5
Температура уходящих газов, не более, °С	200
Диапазон рабочего регулирования, %	40-100
Расход воды, м ³ /ч	68
Рабочее давление воды, МПа (кгс/см) ²	0,3-0,6 (3-6)
Гидравлическое сопротивление котла, не более, МПа (кгс/см) ²	0,15 (1,5)
Температура воды, °С	60-115
Глубина топочной камеры, мм	3530
Эквивалентный диаметр, мм	1730
Длина, мм	4600
Ширина, мм	2200
Высота, мм	2700