

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО "АмГУ")

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики
Направление подготовки 13.03.01 – Теплоэнергетика и теплотехника
Направленность (профиль) образовательной программы Энергообеспечение
предприятий

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. Кафедрой

 Н.В.Савина

« 23 » 06 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Модернизация системы теплоснабжения района Амурсельмаш города
Белогорск Амурской области.

Исполнитель

студент группы 442-об1(2)


23.06.2018
(подпись, дата)

Н.Ш о Шукуров

Руководитель

доцент, канд.техн.наук

 - 23.06.2018
(подпись, дата)

С.П. Присяжная

Консультант:

по безопасности и

экологичности

доцент, канд.техн.наук

 - 23.06.2018
(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

доцент

 - 23.06.2018
(подпись, дата)

А.Г. Ротачева

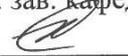
Благовещенск 2018

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина

« 07 » 05 2018 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Мужурова Иурмана
Машина отив

1. Тема бакалаврской работы: Модернизация системы теплоснаб-
жения района Амурсьельскал города Белогорск Амурской области
(утверждено приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы _____

3. Исходные данные к бакалаврской работе: Схема жилого района, паспорт
котельной, перечень районов Амурсьельскал

4. Содержание бакалаврской работы (перечень подлежащих разработке вопросов):
Расчет тепловых нагрузок, гидравлический расчет, расчет тепловых
потерь, выбор оборудования

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем,
программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 листов, 17 таблиц

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним
разделов) Безопасность и экологичность - Булаков А.Б.

7. Дата выдачи задания 07.05.2018

Руководитель выпускной квалификационной работы: Приветкин С.П. докт. техн.
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

науч
Задание принял к исполнению (дата): 07.05.2018 Мужуров И.И.
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 106 с., 17 таблиц, 28 источников

ТЕПЛОВАЯ НАГРУЗКА, ГОРЯЧЕЕ ВОДОСНАБЖЕНИЕ, ОТОПЛЕНИЕ,
КОТЛОАГРЕГАТ.

В работе исследована тепловая сеть жилого района, которая снабжает потребителей тепловой энергией.

Целью выпускной квалификационной работы является модернизация системы теплоснабжения района Амурсельмаш города Белогорск Амурской области, источником тепловой энергии в котором является котельная. В ходе работы необходимо произвести расчет количества теплоты на отопление и горячее водоснабжение зданий и сооружений, а так же произвести гидравлический расчет тепловой сети для выбора оборудования и определения потерь в системе теплоснабжения.

Основу методологии исследований составляют следующие расчёты: расчет тепловых нагрузок жилого квартала, гидравлический расчет тепловой сети, расчет тепловых потерь, выбор оборудования котельной.

Содержание

Введение	8
1 Характеристика района проектирования	10
1.1 Инфраструктура	10
1.2 Географическое положение и климат	11
2 Характеристика объекта проектирования	13
3 Расчет тепловых нагрузок района «амурсельмаш» города Белогорск Амурской области	23
3.2 Расчет нагрузок на горячее водоснабжение	32
4 Гидравлический расчет тепловой сети	34
4.1 Предварительный гидравлический расчет	35
4.2 Уточненный гидравлический расчет	36
5 Расчет тепловых потерь	42
6 Выбор оборудования котельной	56
6.1 Выбор котлов	56
7 Промывка системы теплоснабжения	68
7.1 Промывка тепловых сетей	68
7.2 Общие положения	70
7.3 Порядок промывки	71
7.4 Особые замечания и техника безопасности при производстве промывки	72
8 Безопасность и экологичность	76
8.2 Экологичность проекта	78
8.3.1 Расчет выбросов в атмосферу частиц золы и недожога	79
8.3.2 Расчет выбросов в атмосферу окислов серы	80
8.3.3 Расчет выбросов в атмосферу окиси углерода	80
8.3.4 Расчет выбросов в атмосферу оксидов азота	81
8.3.5 Расчет дымовой трубы	82
8.4 Чрезвычайные ситуации	84
9 Организационно-экономическая часть	88
9.1 Капитальные вложения	88

9.2 Расчет амортизационных отчислений	90
9.3 Расчет эксплуатационных затрат	91
9.4 Расчет издержек на топливо	92
9.5 Расчет затрат на воду	94
9.6 Расчет численности рабочих	95
9.7 Расчет затрат на оплату труда персонала котельной	97
9.8 Расчет налога на социальные нужды и медицинское страхование	97
9.9 Расчет прочих затрат	98
9.10 Оценка экономической эффективности проекта	99
9.11 Расчет и построение графика чистого дисконтированного дохода	100
Заключение	103
Библиографический список	104

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ИТ – источник теплоснабжения

СТ – система теплоснабжения

ТЭЦ – теплоэлектроцентраль

ВВЕДЕНИЕ

В любое время, при любой экономической ситуации существует целый ряд отраслей промышленности без развития которых невозможно нормальное функционирование народного хозяйства, невозможно обеспечение необходимых санитарно-гигиенических условий населения. К таким отраслям относится энергетика, которая обеспечивает комфортные условия жизнедеятельности населения как в быту, так и на производстве.

В данной выпускной квалификационной работе рассмотрена возможность модернизации котельной района «Амурсельмаш» города Белогорск Амурской области, в частности расчеты касающиеся реконструкции тепловой сети района, а так же оценка эффективности работы основного и вспомогательного оборудования котельной. В современных условиях постоянного повышения цен на невозобновляемые ресурсы и увеличивающееся загрязнение окружающей среды данная тема является актуальной. Источники тепловой энергии, работающие на твердом топливе, за время своей работы выбрасывают в атмосферу такие вещества как: двуокись серы, углекислый газ, окислы азота, твердые частицы золы и токсичных тяжелых металлов. Особую опасность представляет сера и ртуть, содержащиеся в угле и выбрасываемые затем в воздух с горючими газами.

Теплоэнергетика — это обширное понятие, которое охватывает различные технические сферы к которым так же относятся экологические проблемы, безопасность труда, а также недостаточная нормативно-правовая база в области энерго- и ресурсосбережения.

Комплекс мероприятий по техническому перевооружению и реконструкции и модернизации тепловых сетей и котельных осуществляется путем использования более совершенных теплоизоляционных материалов, замены оборудования, внедрения прогрессивных технических решений, новых

конструкций и оборудования, то есть создания сетей отвечающим экономико-экологическим требованиям и современному техническому уровню.

Проекты по модернизации объектов теплоснабжения в настоящее время обретают всё большую популярность ввиду того что нынешние котельные зачастую работают на сильно устаревшем оборудовании которое установлено более 30 лет назад. Эксплуатация такого оборудования сопряжены с сильными рисками для обслуживающего персонала. Так же сильными рисками для потребителей, особенно в районах с преобладающим холодным временем года, к которым относится Амурская область.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Город Белогорск — город (с 1926) в Амурской области (Россия), является административным центром Белогорского района.

Население на 01.01.2017 составляет 66 917 человек.

Город Белогорск является крупным транспортным узлом Транссибирской магистрали. От Белогорска на юг идёт железнодорожная линия на административный центр Амурской области Благовещенск.

Постановлением Правительства РФ от 21.08.2015 № 875 в границах города создана территория опережающего социально-экономического развития "Белогорск".

Автомобильные дороги областного и федерального значения удобно связывают город с населёнными пунктами Амурской области, а также с Якутией, Хабаровским и Приморским краями

1.1 Инфраструктура

ООО «Строительная компания «Мост-Восток»;

ООО "Маслоэкстракционный завод "Амурский";

Предприятия и организации ОАО «РЖД» (Белогорская дистанция пути — структурное подразделение Забайкальской дирекции инфраструктуры; Эксплуатационное локомотивное депо; Эксплуатационное вагонное депо; Ремонтное локомотивное депо и др.);

Организации Министерства обороны Российской Федерации;

Районное нефтепроводное управление «Белогорск» ООО «Транснефть — Дальний Восток»;

Завод по производству светопрозрачных конструкций (компания «Мастер Билл Белогорск»);

ОАО «Горпищекомбинат», ООО «Белогорский хлеб»;

ООО ЗЖБК «Монолит» — изготовление железобетонных изделий

Производственный сектор экономики Белогорска представлен 50 организациями, предприятиями и их филиалами по виду деятельности

«обрабатывающие производства» и 21 организациями, осуществляющими производство и распределение тепловой и электрической энергии, газа и воды.

Город располагается в наиболее освоенной части Амурской области, где административные районы имеют в основном сельскохозяйственную специализацию. Непосредственное соседство с ними обусловило развитие города как центра переработки сельскохозяйственного сырья.

Минерально-сырьевые ресурсы города Белогорска представлены строительными материалами (глины кирпичные) и пресными подземными водами. На южной окраине г. Белогорска расположены два участка разведанных кирпично-черепичных глин, являющихся государственным резервом (Куйбышевское II).

1.2 Географическое положение и климат

Белогорск находится на Дальнем Востоке России на Зейско-Буреинской равнине, в южной части Амурской области.

Белогорск стоит на левом берегу реки Томь (левый приток Зеи), в нижнем течении, в 50 км от её устья.

Расстояние от Белогорска до областного центра г. Благовещенск — 99 км.

Благовещенск находится на российско-китайской границе.

В Белогорске резко континентальный климат с муссонными чертами, что выражается в больших годовых (45-50°) и суточных (до 20°) колебаниях температур воздуха и резком преобладании летних осадков. Лето жаркое, дождливое, но со значительным количеством солнечных дней. Зима холодная, сухая, с маломощным снежным покровом.

Среднегодовая температура воздуха — 0,3 °С;

Относительная влажность воздуха — 68,5 %;

Средняя скорость ветра — 2,3 м/с.

Среднесуточная температура воздуха в Белогорске приведена в таблице 1

Таблица 1 - Среднесуточная температура воздуха в Белогорске

Месяц	Максимальная температура, °С	Минимальная температура, °С
Январь	-20	-30
Февраль	-13	-26
Март	-2	-15
Апрель	9	-3
Май	18	5
Июнь	25	13
Июль	27	16
Август	24	13
Сентябрь	18	6
Октябрь	7	-4
Ноябрь	-8	-18
Декабрь	-18	-27

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Объектом проектирования данной выпускной квалификационной работы является система теплоснабжения района «Амурсельмаш» г.Белогорска Амурской области.

Источником тепловой энергии является котельная «Амурсельмаш». Площадь здания котельной, на которой установлено основное вспомогательное оборудование, составляет 954,0 м². Год ввода котельной в эксплуатацию 1975г. Износ оборудования и конструкций котельной 53 %.

Суммарная тепловая мощность всех установленных котлоагрегатов составляет 20 Гкал\час .

Присоединенная нагрузка: - 15.33Гкал\час. Протяженность тепловых сетей составляет 12.09км .

Объем отапливаемых зданий: 512925 м³.

Топливом для котлов служит: - мазут, расход-8.6тыс.тн. Источник водоснабжения: городской водопровод.

Общее число отапливаемых объектов составляет 76 из них: жилой фонд 53, социально-административного назначения 14, прочие 9

Инженерное обеспечение: отопление – собственное, водопровод – централизованный, канализация – централизованная.

Система теплоснабжения:

отопление: закрытая 2-х трубная .Тип прокладки в 2-х трубном исчислении-всего 10 816,5 м, в непроходном канале – 9 466,5 м, открытая наземная – 1 350 м. Параметры головного участка -Ду – 500 мм, Рр 7,0/2,0 кгс/см².

ГВС:открытая 2-х трубная. Тип прокладки в 2-х трубном исчислении-всего 5 800 м, в непроходном канале – 4 450 м, открытая наземная – 1 350 м. Параметры головного участка -Ду – 150/100 мм, Рр 7,0/2,0 кгс/см².

Износ тепловых сетей 60 %

Котёл паровой ДКВр-10-13ГМ (Е-10-1,4ГМ) для работы на газе/жидком топливе (природном газе/мазуте) производительностью 10 т/ч

Котёл паровой ДКВр-10-13ГМ (Е-10-1,4ГМ) - паровой вертикально-водотрубный котёл с экранированной топочной камерой и кипяtilным пучком, выполненных по конструктивной схеме «Д», характерной особенностью которой является боковое расположение конвективной части котла относительно топочной камеры.

Таблица 2 - Технические характеристики котла ДКВр-10-13ГМ (Е-10-1,4ГМ)

№ п/п	Наименование показателя	Значение
1	Номер чертежа компоновки	00.8022.400
2	Тип котла	Паровой
3	Вид расчетного топлива	1 - Газ; 2 - Жидкое топливо
4	Паропроизводительность, т/ч	10
5	Рабочее (избыточное) давление теплоносителя на выходе, МПа (кгс/см ²)	1,3(13,0)
6	Температура пара на выходе, °С	насыщ. 194
7	Температура питательной воды, °С	100
8	Расчетный КПД (топливо №1), %	87
9	Расчетный КПД (топливо №2), %	86
10	Расход расчетного топлива (топливо №1), кг/ч (м ³ /ч - для газа и жидкого топлива)	740
11	Расход расчетного топлива (топливо №2), кг/ч (м ³ /ч - для газа и жидкого топлива)	700

№ п/п	Наименование показателя	Значение
14	Габариты транспортабельного блока, LxВxН, мм	россыпью
15	Габариты компоновки, LxВxН, мм	8850x5830x7100
16	Масса котла без топки (транспортабельного блока котла), кг	---
17	Масса котла без топки (в объеме заводской поставки), кг	15396
18	Вид поставки	Россыпью
19	Базовая комплектация россыпью	Котел россыпью Лестницы и площадки Горелки ГМГ-4 - 2 шт.

Устройство и принцип работы котла ДКВр-10-13ГМ (Е-10-1,4ГМ)

Котёл ДКВр-10-13ГМ (Е-10-1,4ГМ) - паровой котёл, основными элементами которого являются два барабана: верхний длинный и нижний, а также экранированная топочная камера.

Топочная камера котла ДКВр-10-13ГМ (Е-10-1,4ГМ) разделена кирпичной стенкой на собственно топку и камеру догорания, которая позволяет повысить КПД котла за счёт снижения химического недожога. Вход газов из топки в камеру догорания и выход газов из котла асимметричные.

В котлах с пароперегревателем последние размещаются в первом газоходе с левой стороны котла.

Стенки верхнего барабана охлаждаются потоком пароводяной смеси, выходящим из труб боковых экранов и труб передней части конвективного пучка.

Предохранительные клапаны, главный паровой вентиль или задвижка, вентили для отбора проб пара, отбора пара на собственные нужды (обдувку) располагаются на верхней образующей верхнего барабана.

Питательная труба находится в водном пространстве верхнего барабана, в паровом объеме - сепарационные устройства. В нижнем барабане размещены перфорированная труба для продувки, устройство для прогрева барабана при растопке и штуцер для спуска воды.

Для наблюдения за уровнем воды в верхнем барабане устанавливаются два указателя уровня.

Для отбора импульсов уровня воды на автоматику на переднем днище верхнего барабана установлено два штуцера.

Опускные и пароотводящие трубы привариваются к коллекторам и барабанам (или к штуцерам на барабанах). При питании экранов из нижнего барабана для предотвращения попадания в них шлама, концы опускных труб выведены в верхнюю часть барабана.

Шамотная перегородка, отделяющая камеру догорания от пучка, опирается на чугунную опору, укладываемую на нижний барабан.

Чугунная перегородка между первым и вторым газоходами собирается на болтах из отдельных плит с предварительным промазыванием стыков специальной замазкой или с прокладкой асбестового шнура, пропитанного жидким стеклом. В перегородке имеется отверстие для прохода трубы стационарного обдувочного прибора.

Окно для выхода газов из котла расположено на задней стенке.

В котле ДКВр-10-13ГМ (Е-10-1,4ГМ) на давление 1,3 МПа температура перегретого пара не регулируется.

Котёл ДКВр-10-13ГМ (Е-10-1,4ГМ) в тяжелой обмуровке имеет лёгкий обвязочный каркас.

Площадки котла ДКВр-10-13ГМ (Е-10-1,4ГМ) расположены в местах, необходимых для обслуживания арматуры и гарнитуры котла:

- боковая площадка для обслуживания водоуказательных приборов;
- боковая площадка для обслуживания предохранительных клапанов и запорной арматуры на барабане котла;
- площадка на задней стенке котла для обслуживания доступа в верхний барабан при ремонте котла.

На боковые площадки ведут лестницы, а на заднюю площадку - вертикальный трап.

Пароохладитель, установленный в нижнем барабане, имеет дренажный вентиль на соединительных паропроводах. Для регулирования количества поступающего в пароохладитель пара на перемычке между прямым и обратным паропроводами поставлен вентиль.

Для доступа в топочную камеру имеется лаз. Для шуровки топлива вблизи боковых стен, в зависимости от топочного устройства, сделаны шуровочные лючки. Два таких лючка установлены на боковых стенах камеры догорания в её нижней части. На боковых стенах котлов в области конвективного пучка предусмотрены лючки для очистки конвективных труб переносным обдувочным аппаратом.

Для контроля за состоянием изоляции нижней части верхнего барабана в топочной камере устанавливается лючок в месте разрежения труб бокового экрана.

В нижней части газохода с левой стороны котла размещены лазы для периодического удаления золы, осмотра пучка и эжекторов возврата уноса. Для наблюдения за изоляцией верхнего барабана в верхней части топки котлов предусматривается установка лючков.

Перевод парового котла ДКВр-10-13ГМ (Е-10-1,4ГМ) в водогрейный режим позволяет, кроме повышения производительности котельных установок и уменьшения затрат на собственные нужды, связанные с эксплуатацией питательных насосов, теплообменников сетевой воды и оборудования

непрерывной продувки, а также сокращения расходов на подготовку воды, существенно снижать расход топлива.

Среднеэксплуатационный КПД котлоагрегатов, использованных в качестве водогрейных, повышается на 2,0-2,5%.

Котельные с котлами ДКВр комплектуются вентиляторами и дымососами типа ВДН и ДН, блочными водоподготовительными установками ВПУ, фильтрами для осветления и умягчения воды ФОВ и ФиПА, термическими деаэраторами типа ДА, теплообменными устройствами, насосами, а также комплектами автоматики.

Конструктивные особенности котла ДКВр-10-13ГМ (Е-10-1,4ГМ)

Для котлов ДКВр-10-13ГМ (Е-10-1,4ГМ) применяется одноступенчатая схема испарения.

Котёл имеет верхний длинный барабан, фронтальная и задняя стенки топки экранированы.

Вода в трубы фронтальных экранов котлов поступает только из верхнего барабана, а в трубы задних экранов – из нижнего.

На задних днищах и на передних днищах верхних барабанов расположены лазовые затворы. Средний уровень воды находится на оси барабана. Для наблюдения за уровнем воды на верхних барабанах установлены два водоуказательных прибора.

В водном пространстве верхнего барабана размещаются две питательные трубы, в нижнем барабане – перфорированная труба продувки, также дополнительно введены трубы для прогрева котла паром при растопке.

Котельные пучки котла имеют коридорное расположение труб. Выход дымовых газов осуществляется через заднюю стенку; допускается выход газов вверх, вниз или через боковую стенку.

У котла ДКВр-10-13ГМ (Е-10-1,4ГМ) пароперегреватели одноходовые по пару.

Все коллекторы и барабаны имеют продувочные линии с двумя запорными вентилями. У нижнего барабана имеется патрубок для спуска воды.

Пароохладитель, установленный в нижнем барабане, имеет дренажный вентиль на соединительных паропроводах. На перемычке между прямым и обратным паропроводами поставлен вентиль для регулирования количества, поступающего в пароохладитель, пара.

Для сжигания топлива котёл ДКВр-10-13ГМ (Е-10-1,4ГМ) комплектуется газомазутными горелками типа ГМ.

Котёл ДКВр-10-13ГМ (Е-10-1,4ГМ) высокой компоновки (с отметкой верхнего барабана 5715 мм) является нетранспортабельными и поставляется россыпью (узлы, пакеты, связки), в комплекте с КИП, арматурой и гарнитурой в пределах котла, лестницами, площадками, пароперегревателем (по требованию заказчика). Изоляционные и обмуровочные материалы в комплект поставки не входят.

Котёл водогрейный ДЕВ-25-14ГМ-О (КВ-ГМ-17,4-150С) для работы на природном газе/мазуте производительностью 17,4 МВт

Котёл водогрейный ДЕВ-25-14ГМ-О (КВ-ГМ-17,4-150С) – водогрейный котёл, с "Д"-образной экранированной топочной камерой и конвективным пучком, расположенным параллельно топочной камере, разработанный на базе паровых котлов ДЕ-25-14ГМ, с дополнительными устройствами для подвода и отвода сетевой воды.

Таблица 3-Технические характеристики ДЕВ-25-14ГМ-О (КВ-ГМ-17,4-150С)

№п/п	Наименование показателя	Значение
1	Номер чертежа компоновки	00.8022.625
2	Тип котла	Водогрейный
3	Вид расчетного топлива	1 - Газ; 2 - Жидкое топливо
4	Теплопроизводительность, ГКал/ч	15

№п/п	Наименование показателя	Значение
5	Теплопроизводительность, МВт	17.4
6	Рабочее (избыточное) давление теплоносителя на выходе, МПа (кгс/см ²)	1,3(13,0)
7	Температурный график воды, °С	70-150
8	Расчетный КПД (топливо №1), %	93
9	Расчетный КПД (топливо №2), %	91
10	Расход расчетного топлива (топливо №1), кг/ч (м ³ /ч - для газа и жидкого топлива)	1762
11	Расход расчетного топлива (топливо №2), кг/ч (м ³ /ч - для газа и жидкого топлива)	1670
14	Габариты транспортабельного блока, LxVxH, мм	9390x3136x4032
15	Габариты компоновки, LxVxH, мм	10195x5210x6095
16	Масса котла без топки (транспортабельного блока котла), кг	23330
17	Масса котла без топки (в объеме заводской поставки), кг	27457
18	Вид поставки	В сборе и россыпью
19	Базовая комплектация россыпью	Котел россыпью
20	Базовая комплектация в сборе	Блок котла в обшивке и изоляции Горелка ГМ-16

Устройство и принцип работы котла ДЕВ-25-14ГМ-О (КВ-ГМ-17,4-150С)

Котёл ДЕВ-25-14ГМ-О (КВ-ГМ-17,4-150С) имеет горизонтальную компоновку с единым поперечным профилем.

Из обратной магистрали теплоснабжения сетевая вода подводится к нижнему барабану котла и к экономайзеру.

В верхнем барабане, посредством сопел вода подводится к трём стоякам, соединяющих верхний барабан с нижним.

В нижнем барабане подводимая вода раздаётся по трубам правого бокового экрана соплами распределительных коллекторов, собранных по всей длине барабана в одну нитку.

Сетевая вода, поступающая в котёл ДЕВ-25-14ГМ-О (КВ-ГМ-17,4-150С), при истечении из сопел эжектирует котловую воду, обеспечивая повышенный расход воды сниженной температуры через наиболее теплонапряженные экранные трубы.

Увеличенный расход воды пониженной температуры через указные трубы способствует избежанию накипания и, следовательно, образования накипи в них.

Расход воды через верхний барабан составляет 20-25% общего объёма воды, нагреваемой котлом ДЕВ-25-14ГМ-О (КВ-ГМ-17,4-150С).

Для снижения температуры уходящих газов до минимально возможного предела экономайзер подключается к обратной тепломагистрали выходным трубопроводом до насоса по ходу воды, входным – после насоса.

Данный способ подключения экономайзера к теплосети позволяет регулировать расход и температуру воды на входе в него таким образом, чтобы температура воды на входе поддерживалась постоянной во всем диапазоне нагрузок при температуре уходящих газов, близкой к минимальной.

На входе в экономайзер предусмотрен подвод горячей воды из котла ДЕВ-25-14ГМ-О (КВ-ГМ-17,4-150С), позволяющий повышать температуру воды, поступающей в экономайзер до уровня, исключающего предотвращение коррозии и загрязнений экономайзера при работе на мазуте.

Регулирование температуры воды в подающей магистрали при работе на мазуте производится пропуском обратной сетевой воды по линии перепуска.

Котёл ДЕВ-25-14ГМ-О (КВ-ГМ-17,4-150С) поставляется одним транспортабельным блоком в обшивке и изоляции с установленной горелкой ГМ (допускается комплектация другими горелками, в т.ч. импортными), в комплекте с арматурой в пределах котла, площадками и лестницами. Возможна поставка «россыпью».

3 РАСЧЕТ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК РАЙОНА «АМУРСЕЛЬМАШ» ГОРОДА БЕЛОГОРСК АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ

3.1 Расчет нагрузок на отопление

Расчетную тепловую нагрузку отопления отдельного здания определяем по укрупненным показателям[1]:

$$Q_o^{\max} = \alpha V q_o (t_j - t_o) (1 + K_{и.р}) 10^{-6} \quad (1)$$

где α – поправочный коэффициент, учитывающий отличие расчетной температуры наружного воздуха для проектирования отопления t_o от $t_o = -37$ °С;

V – объем здания по наружному обмеру, м³;

q_o – удельная отопительная характеристика здания при $t_o = -37$ °С, ккал/м³ч°С;

$K_{и.р}$ – расчетный коэффициент инфильтрации, обусловленной тепловым и ветровым напором, т.е. соотношение тепловых потерь зданием с инфильтрацией и теплопередачей через наружные ограждения при температуре наружного воздуха, расчетной для проектирования отопления

Покажем определение расчетной тепловой нагрузки отопления на примере объекта 1. Объектом 1 согласно схеме является магазин продовольственных товаров. Расчетные характеристики данного объекта приведены в таблице 4. Расчет тепловой нагрузки остальных зданий представлен в таблице 4 .

$$Q_o^{\max} = 0.9 \cdot 60 \cdot 0.92 \cdot (18 - (-37)) \cdot (1 + 0.044) \cdot 10^{-6} = 2.853 \cdot 10^{-3} \text{ Гкал}$$

Расчетный коэффициент инфильтрации $K_{и.р}$ определяется по формуле[22]:

$$K_{u.p} = 10^{-2} \sqrt{\left[2gL \left(1 - \frac{273+t_o}{273+t_j} \right) + w_o^2 \right]} \quad (2)$$

где g – ускорение свободного падения, м/с², $g = 10$ м/с²;

L – свободная высота здания, м;

t_j – внутренняя температура помещения;

w_o – расчетная для данной местности скорость ветра в отопительный период, м/с; принимается по СНиП 23-01-99[19].

Покажем определение расчетного коэффициента инфильтрации на примере объекта 1. Объектом 1 согласно схеме является магазин продовольственных товаров. Расчетные характеристики данного объекта приведены в таблице 4. Расчет коэффициента инфильтрации остальных зданий представлен в таблице 4.

$$K_{u.p} = 10^{-2} \sqrt{\left[2 \cdot 9.81 \cdot 3 \cdot \left(1 - \frac{273+(-37)}{273+18} \right) + 2.9^2 \right]} = 0.044$$

Средняя тепловая нагрузка на отопления определяется по формуле[12]:

$$Q_o^{cp} = Q_o^{\max} \frac{t_{вн} - t_o^{cp}}{t_{вн} - t_o^p}, \quad (3)$$

где Q_o^{\max} – расчетная тепловая нагрузка отопления

$t_{вн}$ – расчетная температура внутреннего воздуха в помещениях, °С;

t_o^p – расчетная для отопления температура наружного воздуха, °С;

t_o^{cp} – расчетная за отопительный период температура наружного воздуха, °С.

Покажем определение средней тепловой нагрузки на отопления на примере объекта 1. Объектом 1 согласно схеме является магазин продовольственных товаров. Расчетные характеристики данного объекта приведены в таблице

4. Расчет средней тепловой нагрузки на отопление остальных зданий представлен в таблице 4 .

$$Q_o^{cp} = 2.853 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{18 - (-10)}{18 - (-37)} = 1.453 \cdot 10^{-3}$$

Годовой расход теплоты на отопление[1]:

$$Q_o^{\Gamma} = Q_o^{cp} \cdot h_o \quad (4)$$

где h_o - длительность отопительного периода, ч.

Покажем определение годового расхода теплоты на отопление на примере объекта 1. Объектом 1 согласно схеме является магазин продовольственных товаров. Расчетные характеристики данного объекта приведены в таблице 4. Расчет годового расхода теплоты на отопление остальных зданий представлен в таблице 4.

$$Q_o^{\Gamma} = 1.453 \cdot 10^{-3} \cdot 5064 = 7.356$$

Расчет сведен в таблицу 4

Таблица 4-Тепловая нагрузка на отопление

№ здания	V, м ³	q, ккал /м ³ ч ⁰ С	L, по нормативному док	t, °С	Q _{оmax} Гкал/ч	Q _о ^Г Гкал	Q _{ГВС} Гкал/ч	Q _{ГВС} ^Г Гкал
1	60	0,92	3	18	2,853x10 ⁻³	7,356	1,042 x10 ⁻³	6,05
2	1800	0,54	15	20	0,054	143,669	2,375	13,794

№ здания	V, м ³	q, ккал /м ³ ч ⁰ С	L, по нормативному док	t, °С	Q _{омах} Гкал/ч	Q _{о^Г} Гкал	Q _{ГВС} Гкал/ч	Q _{ГВС^Г} Гкал
							x10 ⁻³	
3	1800	0,54	15	20	0,054	143,669	2,375 x10 ⁻³	13,794
4	1875	0,54	15	20	0,056	149,655	2,474 x10 ⁻³	14,369
5	6900	0,41	15	20	0,157	418,147	8,146 x10 ⁻³	47,311
6	90	0,92	3	20	4,437x10 ⁻³	11,826	5,938 x10 ⁻⁴	3,449
7	93	0,92	3	20	4,485x10 ⁻³	12,22	6,135 x10 ⁻⁴	3,563
8	93	0,92	3	20	4,585x10 ⁻³	12,22	6,135 x10 ⁻⁴	3,563
9	120	0,9	3	20	4,585x10 ⁻³	15,425	7,917 x10 ⁻⁴	4,598
10	90	0,92	3	20	4,437 x10 ⁻³	11,826	5,938 x10 ⁻⁴	3,449
11	3000	0,5	15	20	0,083	221,711	3,958 x10 ⁻³	22,99
12	90	0,92	3	20	4,437 x10 ⁻³	11,826	5,938 x10 ⁻⁴	3,449
13	1656	0,55	6	22	0,051	140,343	4,312 x10 ⁻³	25,047
14	2222	0,53	15	22	0,068	185,841	3,703	21,509

№ здания	V, м ³	q, ккал /м ³ ч ⁰ С	L, по нормативному док	t, °С	Q _{омах} Гкал/ч	Q _{о^Г} Гкал	Q _{ГВС} Гкал/ч	Q _{ГВС^Г} Гкал
							$\times 10^{-3}$	
15	2385	0,52	15	20	0,069	183,311	3,147 $\times 10^{-3}$	18,277
16	1560	0,57	15	20	0,049	131,43	2,058 $\times 10^{-3}$	11,955
17	1545	0,57	15	20	0,049	12,22	1,824 $\times 10^{-3}$	10,594
18	348	0,43	6	22	$8,395 \times 10^{-3}$	23,058	6,042 $\times 10^{-4}$	3,509
19	600	0,69	9	14	0,02	48,141	1,25 $\times 10^{-4}$	0,726
20	210	0,82	3	14	$8,247 \times 10^{-3}$	19,654	4,375 $\times 10^{-5}$	0,254
21	540	0,38	6	20	0,011	29,627	1,781 $\times 10^{-3}$	10,345
22	1905	0,53	15	20	0,056	149,23	2,464 $\times 10^{-4}$	1,431
23	261	0,78	3	18	0,011	27,128	4,531 $\times 10^{-3}$	26,317
24	819	0,66	9	18	0,03	76,128	3,033 $\times 10^{-4}$	1,762
25	2550	0,52	15	20	0,074	195,993	3,365 $\times 10^{-3}$	19,542
26	90	0,92	3	18	$4,28 \times 10^{-3}$	11,033	1,562	9,075

№ здания	V, м ³	q, ккал /м ³ ч ⁰ С	L, по нормативному док	t, °С	Q _{омах} Гкал/ч	Q _{о^Г} Гкал	Q _{ГВС} Гкал/ч	Q _{ГВС^Г} Гкал
							x10 ⁻³	
27	2625	0,52	15	20	0,076	201,757	3,464 x10 ⁻³	20,116
28	3975	0,47	15	20	0,104	276,141	5,245 x10 ⁻³	30,462
29	654	0,41	3	18	0,014	35,73	1,363 x10 ⁻³	0,791
30	600	0,69	3	18	0,021	55,167	1,25 x10 ⁻⁴	0,726
31	345	0,5	3	20	9,244 x10 ⁻³	24,637	2,06 x10 ⁻⁴	1,197
32	2800	0,51	15	20	0,079	211,069	3,694 x10 ⁻³	21,457
33	258	0,71	3	18	9,468 x10 ⁻³	24,409	4,479 x10 ⁻³	26,015
34	4350	0,46	15	20	0,111	295,763	5,74 x10 ⁻³	33,335
35	4650	0,46	15	18	0,119	316,16	6,135 x10 ⁻³	35,635
36	222	0,81	3	20	9,295 x10 ⁻³	23,962	3,854 x10 ⁻³	22,385
37	1200	0,6	12	20	0,04	105,693	1,979 x10 ⁻³	11,495

№ здания	V, м ³	q, ккал /м ³ ч ⁰ С	L, по нормативному док	t, °С	Q _{омах} Гкал/ч	Q _{о^г} Гкал	Q _{ГВС} Гкал/ч	Q _{ГВС^г} Гкал
38	2550	0,5	15	18	0,071	188,454	3,365 x10 ⁻³	19,542
39	1020	0,65	6	20	0,035	89,292	1,063 x10 ⁻⁴	0,617
40	1200	0,6	6	18	0,039	103,953	1,25 x10 ⁻⁴	0,726
41	600	0,69	6	18	0,021	51,745	6,25 x10 ⁻⁵	0,363
42	210	0,69	3	16	9,228 x10 ⁻³	24,594	4,375 x10 ⁻⁵	0,254
43	2550	0,52	15	20	0,074	195,993	3,01 x10 ⁻³	17,484
44	2670	0,52	15	20	0,077	205,216	3,523 x10 ⁻³	20,461
45	1800	0,54	15	20	0,054	143,669	2,375 x10 ⁻³	13,794
46	1500	0,57	15	20	0,047	126,375	1,979 x10 ⁻³	11,495
47	2850	0,51	15	20	0,081	214,838	3,76 x10 ⁻³	21,84
48	900	0,66	9	20	0,032	86,527	1,979 x10 ⁻³	11,495
49	900	0,66	9	20	0,032	86,527	1,979 x10 ⁻³	11,495

№ здания	V, м ³	q, ккал /м ³ ч ⁰ С	L, по нормативному док	t, °С	Q _{омах} Гкал/ч	Q _{о^г} Гкал	Q _{ГВС} Гкал/ч	Q _{ГВС^г} Гкал
50	900	0,66	9	20	0,032	86,527	1,979 x10 ⁻³	11,495
51	2445	0,52	15	20	0,071	187,922	3,226 x10 ⁻³	18,737
52	2430	0,52	15	20	0,07	186,769	3,206 x10 ⁻³	18,622
53	900	0,66	9	20	0,032	86,527	1,979 x10 ⁻³	11,495
54	150	0,43	3	20	3,456 x10 ⁻³	9,212	9,896 x10 ⁻⁴	5,748
55	90	0,92	3	20	4,437 x10 ⁻³	11,826	5,938 x10 ⁻⁴	3,449
56	90	0,92	3	20	4,437 x10 ⁻³	11,826	5,938 x10 ⁻⁴	3,449
57	90	0,92	3	20	4,437 x10 ⁻³	11,826	5,938 x10 ⁻⁴	3,449
58	2025	0,53	15	20	0,06	158,634	2,672 x10 ⁻³	15,518
59	1875	0,54	15	20	0,056	144,607	2,474 x10 ⁻³	14,369
60	1875	0,54	15	20	0,056	149,655	2,474 x10 ⁻³	14,369
61	1875	0,54	15	20	0,056	149,655	2,474 x10 ⁻³	14,369

№ здания	V, м ³	q, ккал /м ³ ч ⁰ С	L, по нормативному док	t, °С	Q _{омах} Гкал/ч	Q _{о^г} Гкал	Q _{ГВС} Гкал/ч	Q _{ГВС^г} Гкал
62	1875	0,54	15	20	0,056	149,655	2,474 x10 ⁻³	14,369
63	3300	0,49	15	20	0,09	239,005	4,354 x10 ⁻³	25,289
64	165	0,82	3	20	7,25 x10 ⁻³	19,324	1,089 x10 ⁻³	6,322
65	150	0,82	3	20	6,591 x10 ⁻³	17,567	9,896 x10 ⁻⁴	5,748
66	150	0,82	3	20	6,591 x10 ⁻³	17,567	9,896 x10 ⁻⁴	5,748
67	150	0,82	3	20	6,591 x10 ⁻³	17,567	9,896 x10 ⁻⁴	5,748
68	150	0,82	3	20	6,591 x10 ⁻³	17,567	9,896 x10 ⁻⁴	5,748
69	150	0,82	3	20	6,591 x10 ⁻³	17,567	9,896 x10 ⁻⁴	5,748
70	150	0,82	3	20	6,591 x10 ⁻³	17,567	9,896 x10 ⁻⁴	5,748
71	150	0,82	3	20	6,591 x10 ⁻³	17,567	9,896 x10 ⁻⁴	5,748
72	180	0,82	3	20	7,629 x10 ⁻³	103,953	3,75 x10 ⁻⁵	0,218
73	1200	0,6	6	20	0,039	103,953	6,667 x10 ⁻⁴	3,872

№ здания	V, м ³	q, ккал /м ³ ч ⁰ С	L, по нормативному док	t, °С	Q _{омах} Гкал/ч	Q _{о^Г} Гкал	Q _{Гвс} Гкал/ч	Q _{Гвс^Г} Гкал
74	120	0,9	3	18	5,582 x10 ⁻³	14,391	2,083 x10 ⁻³	12,1
75	1170	0,6	9	22	0,04	109,152	4,658 x10 ⁻⁴	2,706
76	210	0,82	3	18	8,901 x10 ⁻³	22,946	4,375 x10 ⁻⁵	0,254

3.2 Расчет нагрузок на горячее водоснабжение

Средняя часовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения потребителя тепловой энергии Q_{Гвс}, Гкал/ч, в отопительный период определяется по формуле[23]:

$$Q_{гвс} = \frac{\alpha N (55 - t_c) 10^{-6}}{T} \quad (5)$$

где α – принимаем 250 норма затрат воды на горячее водоснабжение абонента, л/ед. измерения в сутки; должна быть утверждена местным органом самоуправления; при отсутствии утвержденных норм принимается по СНиП 2.04.01-85 [28];

N – принимаем 2 количество единиц измерения, отнесенное к суткам, - количество жителей, учащихся в учебных заведениях и т.д.,;

t_c – температура водопроводной воды в отопительный период, °С; при отсутствии достоверной информации принимается t_c = 5 °С;

T – продолжительность функционирования системы горячего водоснабжения абонента в сутки, принимаем 24 ч.

Покажем определение средне часовой тепловой нагрузки горячего водоснабжения потребителя тепловой энергии на примере объекта 1. Объектом 1 согласно схеме является магазин продовольственных товаров. Расчетные характеристики данного объекта приведены в таблице 4. Расчет средне часовой тепловой нагрузки горячего водоснабжения потребителя тепловой энергии остальных зданий представлен в таблице 4.

$$Q_{гвс} = \frac{250 \cdot 2 \cdot (55 - 5) \cdot 10^{-6}}{24} = 1.042 \cdot 10^{-3}, \text{ Гкал/ч}$$

Годовой расход теплоты на горячее водоснабжение[20]:

$$Q_{гвс}^Г = Q_{гвс} \cdot n_0 \quad (6)$$

где n_0 - длительность периода горячего водоснабжения, $n_0 = 5808$ ч.

Покажем определение годовой расход теплоты на горячее водоснабжение на примере объекта 1. Объектом 1 согласно схеме является магазин продовольственных товаров. Расчетные характеристики данного объекта приведены в таблице 4. Расчет годовой расход теплоты на горячее водоснабжение остальных зданий представлен в таблице 4.

$$Q_{гвс}^Г = 1.042 \cdot 10^{-3} \cdot 5808 = 6.05$$

4 ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ СЕТИ

Разбиваем тепловую сеть на участки и определяем для каждого участка тепловые нагрузки на отопление и горячее водоснабжение.

Расчетный расход теплоносителя на отопление, G_0^{\max} , кг/с[1]:

$$G_0^{\max} = \frac{Q_0^{\max} \cdot 10^6}{C \cdot (\tau_1 - \tau_2)} \quad (7)$$

Расчет расхода теплоносителя на отопление для остальных зданий приведен в приложении Б, полученные значения приведены в таблице 3.

где Q_0^{\max} – расчетная тепловая нагрузка отдельного здания;

C – теплоемкость воды, $C = 3600$;

τ_1 и τ_2 – текущая температура подающей в трубопровод тепловой сети и в обратном направлении соответственно, $\tau_1 = 110^\circ\text{C}$, $\tau_2 = 70^\circ\text{C}$.

Покажем определение расчетного расхода теплоносителя на отопление на примере объекта 1. Объектом 1 согласно схеме является магазин продовольственных товаров. Расчет расчетного расхода теплоносителя на отопление остальных зданий представлен в таблице 7.

$$G_0^{\max} = \frac{2.853 \cdot 10^{-3} \cdot 10^6}{3600 \cdot (110 - 70)} = 0.02 \text{ ,кг/с}$$

Расход теплоносителя на горячее водоснабжение, кг/с[6]:

$$G_{гвс} = \frac{Q_{гвс}}{c \cdot (\tau_1' - \tau_2')} \quad (8)$$

Покажем определение расхода теплоносителя на горячее водоснабжение на примере объекта 1. Объектом 1 согласно схеме является магазин

продовольственных товаров. Расчет расхода теплоносителя на горячее водоснабжение остальных зданий представлен в таблице 7.

$$G_{гвс} = \frac{1.042 \cdot 10^6}{3600 \cdot (110 - 70)} = 7.234 \cdot 10^{-3}, \text{ кг/с}$$

4.1 Предварительный гидравлический расчет

Предварительный гидравлический расчет выполняется без учета потерь в местных сопротивлениях [10].

Зная расходы теплоносителя на участках и средние удельные потери на трение, находим диаметр $d_{вн}$ трубопровода и соответствующие значения $R_{уд}$:

$$d_{вн} = \frac{0,117 \cdot G^{0,38}}{R_{уд}^{0,19}} \quad (9)$$

где G – расход теплоносителя на участке, кг/с;

$d_{вн}$ – внутренний диаметр, м;

$R_{уд}$ – удельные потери, Па/м.

Покажем определение диаметра трубопровода на примере объекта 1. Объектом 1 согласно схеме является магазин продовольственных товаров. Расчетные характеристики данного объекта приведены в таблице 5. Расчет диаметра трубопровода остальных зданий представлен в таблице 5.

$$d_{вн} = \frac{0,117 \cdot 20.706^{0,38}}{78.48^{0,19}} = 0.162$$

По вычисленному значению $d_{вн}$ подбирается стандартный диаметр, по которому уточняется величина $R_{уд}$:

$$R_{уд} = \frac{13,62 \cdot 10^{-6} \cdot G^2}{d_{вн}^{5,25}} \quad (10)$$

Покажем выбор стандартного диаметра трубопровода на примере объекта 1. Объектом 1 согласно схеме является магазин продовольственных товаров. Расчетные характеристики данного объекта приведены в таблице 5. Выбор стандартного диаметра трубопровода остальных зданий представлен в таблице 5.

$$R_{уд} = \frac{13,62 \cdot 10^{-6} \cdot 20,706^2}{0,159^{5,25}} = 90,999$$

где l – длина участка, м;

ΔH – потери на участке без учета местных сопротивлений, Па.

4.2 Уточненный гидравлический расчет

Таблица 5 – Уточненный гидравлический расчет

В результате проведен расчет нагрузок на отопление и горячее водоснабжение, а также гидравлические расчеты тепловой сети.

№ участка	l , м	$d_{вн}$, мм	$R_{уд}$, Па/м	$R_{уд} \times l$, Па	$G_{сум}$	$d_{ст}$, мм
1	365	0,152	78,48	90,999	20,706	0,159
2	294	0,127	78,48	34,647	10,964	0,150
3	48	0,014	58,86	37,493	0,027	0,015
4	73	0,13	68,67	34,476	10,937	0,150
5	9	0,039	49,05	45,429	0,391	0,040
6	106	0,128	68,67	32,056	10,546	0,150
7	20	0,039	49,05	45,429	0,391	0,040
8	191	0,109	78,48	40,989	7,39	0,125
9	65	0,041	58,86	22,638	0,496	0,050
10	19	0,116	49,05	35,675	6,894	0,125
11	88	0,045	58,86	34,639	0,613	0,050
12	15	0,038	49,05	36,813	0,352	0,040
13	80	0,031	68,67	65,49	0,261	0,032

№ участка	l, м	d _{вн} , мм	R _{уд} , Па/м	R _{уд} x l, Па	G _{сум}	d _{ст} , мм
14	20	0,019	49,05	44,203	0,062	0,020
15	110	0,021	68,67	29,244	0,091	0,025
16	43	0,029	58,86	37,903	0,199	0,032
17	40	0,026	58,86	19,122	0,141	0,032
18	134	0,018	68,67	37,52	0,058	0,020
20	6	0,112	49,05	29,613	6,281	0,125
21	48	0,041	58,86	22,944	0,499	0,050
22	25	0,109	49,05	25,09	5,782	0,125
23	25	0,038	49,05	37,085	0,357	0,040
24	21	0,106	49,05	22,09	5,425	0,125
25	125	0,075	68,67	50,693	2,547	0,080
26	15	0,017	49,05	18,63	0,041	0,020
27	115	0,074	68,67	49,091	2,506	0,080
28	36	0,019	58,86	48,739	0,066	0,020
29	70	0,068	58,86	46,554	2,441	0,080
30	60	0,044	58,86	30,537	0,576	0,050
31	70	0,068	58,86	27,185	1,865	0,080
32	38	0,052	58,86	19,139	0,907	0,065
33	5	0,023	49,05	32,904	0,097	0,025
34	60	0,05	58,86	60,544	0,81	0,050
35	136	0,052	68,67	21,322	0,958	0,065
36	10	0,053	49,05	17,45	0,866	0,065
37	22	0,083	49,05	34,884	2,878	0,090
38	8	0,044	49,05	26,286	0,534	0,050
39	74	0,048	68,67	57,781	0,792	0,050
40	5	0,039	49,05	45,363	0,391	0,040
41	20	0,039	49,05	47,878	0,401	0,040

№ участка	l, м	d _{вн} , мм	R _{уд} , Па/м	R _{уд} x l, Па	G _{сум}	d _{ст} , мм
42	15	0,022	49,05	28,135	0,09	0,025
43	91	0,034	68,67	28,899	0,312	0,040
44	10	0,024	49,05	38,332	0,105	0,025
45	58	0,03	58,86	150,467	0,207	0,025
46	112	0,062	68,67	56,02	1,552	0,065
47	126	0,042	68,67	27,855	0,55	0,050
48	109	0,056	49,05	23,368	1,003	0,065
49	147	0,047	68,67	52,677	0,756	0,050
50	160	0,03	49,05	58,392	0,247	0,032
51	30	0,023	49,05	9,066	0,097	0,032
52	104	0,025	68,67	78,362	0,149	0,025
55	70	0,079	58,86	59,787	2,766	0,080
56	20	0,04	49,05	49,294	0,407	0,040
57	100	0,073	68,67	43,482	2,359	0,080
58	45	0,057	58,86	30,535	1,146	0,065
59	15	0,06	49,05	34,186	1,213	0,065
60	16	0,016	49,05	13,813	0,035	0,020
61	85	0,056	68,67	32,245	1,178	0,065
62	16	0,016	49,05	14,75	0,036	0,020
63	18	0,039	49,05	44,036	0,385	0,040
64	60	0,015	58,86	66,79	0,036	0,015
65	16	0,017	49,05	23,624	0,046	0,020
66	41	0,046	58,86	41,999	0,675	0,050
67	16	0,016	49,05	13,813	0,035	0,020
68	9	0,047	49,05	37,67	0,64	0,050
69	39	0,045	58,86	58,689	0,605	0,045
70	120	0,015	68,67	62,55	0,035	0,015

№ участка	l, м	d _{вн} , мм	R _{уд} , Па/м	R _{уд} x l, Па	G _{сум}	d _{ст} , мм
71	35	0,128	58,86	71,232	9,742	0,125
72	108	0,035	68,67	34,65	0,371	0,040
73	12	0,019	49,05	43,66	0,062	0,020
74	8	0,034	49,05	23,187	0,279	0,040
75	70	0,124	58,86	66,328	9,4	0,125
76	15	0,077	49,05	42,54	2,333	0,080
77	55	0,043	58,86	29,382	0,565	0,050
78	48	0,042	58,86	24,388	0,514	0,050
79	105	0,061	49,05	36,559	1,254	0,065
80	70	0,026	58,86	20,201	0,145	0,032
81	30	0,033	49,05	17,312	0,241	0,040
82	25	0,053	49,05	17,502	0,868	0,065
83	65	0,042	58,86	26,04	0,532	0,050
84	35	0,036	58,86	33,598	0,336	0,040
85	20	0,034	49,05	21,959	0,272	0,040
86	40	0,019	58,86	46,916	0,064	0,020
87	558	0,107	78,48	210,341	7,067	0,090
88	10	0,018	49,05	32,081	0,053	0,020
89	20	0,117	49,05	119,159	7,014	0,100
90	100	0,11	68,67	1,165 x10 ⁻³	7,014	0,090
91	160	0,086	49,05	64,376	3,91	0,090
92	25	0,063	49,05	44,132	1,346	0,065
93	55	0,045	58,86	34,566	0,612	0,050
94	50	0,048	58,86	49,136	0,734	0,050
95	15	0,037	49,05	34,995	0,343	0,040
96	5	0,039	49,05	45,429	0,391	0,040
97	155	0,073	78,48	51,364	2,564	0,080

№ участка	l, м	d _{вн} , мм	R _{уд} , Па/м	R _{уд} x l, Па	G _{сум}	d _{ст} , мм
98	25	0,077	49,05	42,226	2,324	0,080
99	12	0,05	58,86	62,744	0,825	0,050
100	60	0,031	58,86	54,909	0,239	0,032
101	15	0,046	49,05	31,638	0,586	0,050
102	50	0,031	58,86	54,904	0,239	0,032
103	30	0,061	49,05	36,916	1,26	0,065
104	15	0,043	49,05	24,165	0,512	0,050
105	30	0,05	49,05	51,582	0,748	0,050
106	60	0,042	58,86	23,87	0,509	0,050
107	40	0,031	49,05	54,909	0,239	0,032
108	170	0,03	49,05	54,909	0,239	0,032
109	110	0,081	68,67	4,939 x10 ⁵	3,104	0,015
110	25	0,015	49,05	48,853	0,031	0,015
111	100	0,08	68,67	73,825	3,073	0,080
112	25	0,02	49,05	55,253	0,07	0,020
113	5	0,016	49,05	13,814	0,035	0,020
114	5	0,016	49,05	13,814	0,035	0,020
115	24	0,085	49,05	2,136 x10 ⁻⁴	3,004	0,090
116	50	0,015	58,86	62,55	0,035	0,015
117	170	0,071	78,48	68,876	2,969	0,080
118	70	0,046	58,86	39,298	0,653	0,050
119	60	0,058	58,86	35,345	1,233	0,065
120	15	0,041	49,05	17,192	0,432	0,050
121	60	0,005	58,86	59,146	0,801	0,050
122	5	0,039	49,05	46,16	0,394	0,040
123	35	0,038	58,86	49,294	0,407	0,040
124	60	0,056	58,86	27,252	1,083	0,065

№ участка	l, м	d _{вн} , мм	R _{уд} , Па/м	R _{уд} x l, Па	G _{сум}	d _{ст} , мм
125	70	0,038	58,86	49,294	0,407	0,040
126	50	0,046	58,86	42,069	0,676	0,050
127	40	0,04	58,86	64,314	0,465	0,040
128	15	0,04	49,05	44,294	0,407	0,040
129	10	0,019	49,05	37,953	0,058	0,020
130	100	0,026	68,67	23,937	0,158	0,032
131	20	0,018	49,05	31,366	0,059	0,020
132	132	0,022	68,67	38,882	0,105	0,025
133	30	0,018	49,05	31,366	0,053	0,020
134	60	0,018	58,86	31,366	0,053	0,020
135	70	0,03	58,86	42,555	0,211	0,032
136	5	0,018	49,05	31,366	0,053	0,020
137	70	0,027	58,86	23,937	0,158	0,032
138	5	0,018	49,05	31,366	0,053	0,020
139	15	0,024	49,05	38,882	0,105	0,025
140	15	0,018	49,05	31,366	0,053	0,020
141	96	0,017	68,67	31,366	0,053	0,020

5 РАСЧЕТ ТЕПЛОВЫХ ПОТЕРЬ

Нормативные значения потерь теплоносителя за год с его нормируемой утечкой, м³, определяются по формуле[11]:

$$G_{ут.н} = a \cdot V_{год} \cdot n_{год} 10^{-2} = m_{ут.год.н} \cdot n_{год} \quad (11)$$

где a - норма среднегодовой утечки теплоносителя, м³/ч·м³, установленная правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей, а также правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок, в пределах 0,25% среднегодовой емкости трубопроводов тепловых сетей в час;

$V_{год}$ - среднегодовая емкость трубопроводов тепловых сетей, эксплуатируемых теплосетевой организацией, м³;

$n_{год}$ - продолжительность функционирования тепловых сетей в году, ч;

$m_{ут.год.н}$ - среднегодовая норма потерь теплоносителя, обусловленных утечкой, м³/ч.

Покажем расчет потерь теплоносителя за год на примере объекта 1. Объектом 1 согласно схеме является магазин продовольственных товаров. Расчетные характеристики данного объекта приведены в таблице 6. Расчет потерь теплоносителя за год остальных зданий представлен в таблице 6.

$$G_{ут.н} = 0.25 \cdot 18.12 \cdot 8760 \cdot 10^{-2} = 229.399, \text{ м}^3$$

Определение нормативных технологических потерь тепловой энергии, Гкал, обусловленных потерями теплоносителя производится по формуле[12]:

$$Q_{ут.н} = m_{ут.год.н} \cdot \rho_{год}^c \left[b\tau_{1год} + (1-b)\tau_{2год} - \tau_{хгод} \right] \cdot n_{год} 10^{-6} \quad (12)$$

где $\rho_{год}$ - среднегодовая плотность теплоносителя при средней (с учетом б) температуре теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети, кг/ м³;

b - доля массового расхода теплоносителя, теряемого подающим трубопроводом тепловой сети (принимаем 0,6);

$\tau_{1год}$ и $\tau_{2год}$ - среднегодовые значения температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети по температурному графику регулирования тепловой нагрузки, °С;

$\tau_{х.год}$ - среднегодовое значение температуры исходной воды, подаваемой на источник теплоснабжения и используемой для подпитки тепловой сети, °С;

c - удельная теплоемкость теплоносителя, ккал/кг °С.

Покажем расчет нормативных технологических потерь тепловой энергии на примере объекта 1.Объектом 1 согласно схеме является магазин продовольственных товаров. Расчетные характеристики данного объекта приведены в таблице 6. Расчет нормативных технологических потерь тепловой энергии остальных зданий представлен в таблице 6.

$$Q_{ут.н} = 0.045 \cdot 978 \cdot [0.6 \cdot 77.1 + (1 - 0.6) \cdot 56.5 - 5] \cdot 8760 \cdot 10^{-6} = 24.784, \text{Гкал}$$

Нормативные технологические затраты тепловой энергии на заполнение новых участков трубопроводов и после плановых ремонтов, Гкал, определяются[11]:

$$Q_{зан} = 1,5 \cdot V_{тр.з} \cdot \rho_{зан}^c \cdot (\tau_{зан} - \tau_{х}) \cdot 10^{-6} \quad (13)$$

где $V_{\text{тр.з}}$ - емкость заполняемых трубопроводов тепловых сетей, эксплуатируемых теплосетевой организацией, м³;

$\rho_{\text{зап}}$ - плотность воды, используемой для заполнения, кг/ м³;

$t_{\text{зап}}$ - температура воды, используемой для заполнения, °С;

t_x - температура исходной воды, подаваемой на источник тепловой энергии в период заполнения, °С.

Покажем расчет нормативных технологических затрат тепловой энергии на заполнение новых участков трубопроводов и после плановых ремонтна примере объекта 1. Объектом 1 согласно схеме является магазин продовольственных товаров. Расчетные характеристики данного объекта приведены в таблице 6. Расчет нормативных технологических затрат тепловой энергии на заполнение новых участков трубопроводов и после плановых ремонтов остальных зданий представлен в таблице 6.

$$Q_{\text{зан}} = 1,5 \cdot 18,12 \cdot 992,18 \cdot (40 - 5) \cdot 10^{-6} = 0,944, \text{Гкал}$$

Определение нормативных значений часовых тепловых потерь, Гкал/ч, для среднегодовых условий эксплуатации трубопроводов тепловых сетей производится по формуле[12]:

$$Q_{\text{из.н.год}} = \sum (q_{\text{из.н}} \cdot L \cdot \beta) \cdot 10^{-6} \quad (14)$$

где $q_{\text{из.н}}$ - удельные часовые тепловые потери трубопроводами каждого диаметра, определенные пересчетом табличных значений норм удельных часовых тепловых потерь на среднегодовые условия эксплуатации, ккал/ч·м;

L - длина участка трубопроводов тепловой сети, м;

β - коэффициент местных тепловых потерь, учитывающий тепловые потери запорной и другой арматурой, компенсаторами и опорами.

Покажем расчет часовых тепловых потерь на примере объекта 1. Объектом 1 согласно схеме является магазин продовольственных товаров. Расчетные характеристики данного объекта приведены в таблице 6. Расчет часовых тепловых потерь остальных зданий представлен в таблице 6.

$$Q_{из.н.год} = 47.48 \cdot 365 \cdot 1.15 \cdot 10^{-6} = 0.02, \text{Гкал/ч}$$

Таблица 6-Тепловые потери

№ участка	$G_{ут.н}, \text{М}^3$	$Q_{у.н}, \text{Гкал}$	$Q_{зап.}, \text{Гкал}$	$Q_{из.н.год}, \text{Гкал/ч}$
1	229,399	24,784	0,944	0,02
2	166,299	17,967	0,684	0,016
3	0,905	0,098	$3,724 \times 10^{-3}$	$2,502 \times 10^{-3}$
4	41,292	4,461	0,17	$3,926 \times 10^{-3}$
5	0,368	0,04	$1,513 \times 10^{-3}$	$4,647 \times 10^{-4}$
6	59,958	6,478	0,247	$5,701 \times 10^{-3}$
7	0,88	0,095	$3,62 \times 10^{-3}$	$1,033 \times 10^{-3}$
8	72,025	7,781	0,029	0,01
9	2,86	0,309	0,012	$9,811 \times 10^{-4}$
10	7,165	0,774	0,029	$9,811 \times 10^{-4}$
11	3,872	0,418	0,016	$4,733 \times 10^{-3}$
12	0,613	0,066	$2,521 \times 10^{-3}$	$7,745 \times 10^{-4}$
13	2,765	0,299	0,011	$4,303 \times 10^{-3}$
14	0,377	0,041	$1,552 \times 10^{-3}$	$1,033 \times 10^{-3}$

№ участка	$G_{ут.н}, M^3$	$Q_{у.н}, Гкал$	$Q_{зап.}, Гкал$	$Q_{из..н.год}, Гкал/ч$
15	2,074	0,224	$8,534 \times 10^{-3}$	$5,916 \times 10^{-3}$
16	1,486	0,161	$6,116 \times 10^{-3}$	$2,242 \times 10^{-3}$
17	1,383	0,149	$5,689 \times 10^{-3}$	$2,085 \times 10^{-3}$
18	2,527	0,273	0,01	$7,207 \times 10^{-3}$
20	2,263	0,273	$9,309 \times 10^{-3}$	$3,098 \times 10^{-4}$
21	2,112	0,244	$8,689 \times 10^{-3}$	$2,502 \times 10^{-3}$
22	9,427	0,228	0,039	$1,291 \times 10^{-3}$
23	1,021	1,019	$4,202 \times 10^{-3}$	$1,291 \times 10^{-3}$
24	7,919	0,11	0,033	$1,084 \times 10^{-3}$
25	20,819	0,856	0,086	$6,723 \times 10^{-3}$
26	0,283	2,249	$1,164 \times 10^{-3}$	$7,745 \times 10^{-4}$
27	19,153	0,031	0,079	$6,185 \times 10^{-3}$
28	0,679	0,073	$2,793 \times 10^{-3}$	$1,877 \times 10^{-3}$
29	11,659	1,26	0,048	$3,649 \times 10^{-3}$
30	2,64	0,285	0,011	$3,128 \times 10^{-3}$
31	11,659	1,26	0,048	$3,765 \times 10^{-3}$
32	4,538	0,49	0,019	$1,981 \times 10^{-3}$
33	0,094	0,01	$3,879 \times 10^{-4}$	$2,582 \times 10^{-4}$
34	2,64	0,285	0,011	$3,128 \times 10^{-3}$
35	16,24	1,755	0,067	$7,315 \times 10^{-3}$

№ участка	$G_{ут.н}, М^3$	$Q_{у.н}, Гкал$	$Q_{зап.}, Гкал$	$Q_{из..н.год}, Гкал/ч$
36	1,194	0,129	$4,913 \times 10^{-3}$	$5,163 \times 10^{-4}$
37	5,185	0,56	0,021	$1,136 \times 10^{-4}$
38	0,352	0,038	$1,448 \times 10^{-3}$	$4,131 \times 10^{-4}$
39	3,256	0,352	0,013	$3,98 \times 10^{-3}$
40	0,204	0,022	$8,404 \times 10^{-4}$	$2,582 \times 10^{-4}$
41	0,817	0,088	$3,362 \times 10^{-3}$	$1,033 \times 10^{-3}$
42	0,283	0,031	$1,164 \times 10^{-3}$	$7,745 \times 10^{-4}$
43	3,718	0,402	0,015	$4,894 \times 10^{-3}$
44	0,189	0,02	$7,758 \times 10^{-4}$	$5,163 \times 10^{-4}$
45	2,005	0,217	$8,249 \times 10^{-3}$	$3,024 \times 10^{-3}$
46	13,374	2,601	0,055	$6,024 \times 10^{-3}$
47	5,543	0,599	0,023	$6,777 \times 10^{-3}$
48	13,016	1,406	0,054	$5,863 \times 10^{-3}$
49	6,467	0,699	0,027	$8,026 \times 10^{-3}$
50	5,531	0,598	0,023	$8,736 \times 10^{-3}$
51	1,037	0,112	$4,267 \times 10^{-3}$	$1,549 \times 10^{-3}$
52	1,961	0,212	$8,068 \times 10^{-3}$	$5,594 \times 10^{-3}$
55	11,659	1,26	0,048	$4,692 \times 10^{-4}$
56	0,816	0,088	$3,362 \times 10^{-3}$	$1,033 \times 10^{-3}$
57	16,655	1,799	0,069	$5,379 \times 10^{-3}$

№ участка	$G_{\text{ут.н}}, \text{М}^3$	$Q_{\text{у.н}}, \text{Гкал}$	$Q_{\text{зап.}}, \text{Гкал}$	$Q_{\text{из.н.год}}, \text{Гкал/ч}$
58	5,374	0,581	0,022	$2,346 \times 10^{-3}$
59	1,791	0,194	$7,37 \times 10^{-3}$	$7,745 \times 10^{-4}$
60	0,302	0,033	$1,241 \times 10^{-3}$	$8,262 \times 10^{-4}$
61	10,15	1,097	0,042	$4,572 \times 10^{-3}$
62	0,305	0,033	$1,241 \times 10^{-3}$	$8,262 \times 10^{-4}$
63	0,735	0,079	$3,026 \times 10^{-3}$	$9,294 \times 10^{-4}$
64	1,131	0,122	$4,655 \times 10^{-3}$	$3,128 \times 10^{-3}$
65	0,302	0,033	$1,241 \times 10^{-3}$	$8,262 \times 10^{-4}$
66	1,804	0,351	$7,422 \times 10^{-3}$	$2,137 \times 10^{-3}$
67	0,302	0,033	$1,241 \times 10^{-3}$	$8,262 \times 10^{-4}$
68	0,396	0,043	$1,629 \times 10^{-3}$	$4,647 \times 10^{-4}$
69	1,655	0,179	$6,807 \times 10^{-3}$	$2,033 \times 10^{-3}$
70	2,263	0,244	$9,309 \times 10^{-3}$	$6,454 \times 10^{-3}$
71	13,198	1,426	0,054	$1,825 \times 10^{-3}$
72	4,412	0,477	0,018	$5,809 \times 10^{-3}$
73	0,226	0,024	$9,309 \times 10^{-4}$	$6,196 \times 10^{-4}$
74	0,327	0,035	$1,345 \times 10^{-3}$	$4,131 \times 10^{-4}$
75	26,397	2,852	0,109	$3,649 \times 10^{-3}$
76	2,498	0,27	0,01	$7,745 \times 10^{-4}$
77	2,42	0,261	$9,956 \times 10^{-3}$	$2,867 \times 10^{-3}$

№ участка	$G_{ут.н}, M^3$	$Q_{у.н}, Гкал$	$Q_{зап.}, Гкал$	$Q_{из..н.год}, Гкал/ч$
78	2,112	0,228	$8,689 \times 10^{-3}$	$2,502 \times 10^{-3}$
79	12,538	1,355	0,052	$5,733 \times 10^{-3}$
80	2,42	0,261	$9,956 \times 10^{-3}$	$3,649 \times 10^{-3}$
81	1,226	0,132	$5,043 \times 10^{-3}$	$1,549 \times 10^{-3}$
82	2,985	0,323	0,012	$1,291 \times 10^{-3}$
83	2,86	0,309	0,012	$3,388 \times 10^{-3}$
84	1,43	0,154	$5,889 \times 10^{-3}$	$1,825 \times 10^{-3}$
85	0,817	0,088	$3,362 \times 10^{-3}$	$1,033 \times 10^{-3}$
86	0,754	0,147	$3,103 \times 10^{-3}$	$2,085 \times 10^{-3}$
87	131,512	14,208	0,541	0,03
88	0,819	0,02	$7,758 \times 10^{-3}$	$5,163 \times 10^{-4}$
89	5,028	0,543	0,021	$1,033 \times 10^{-3}$
90	23,568	2,546	0,097	$5,379 \times 10^{-3}$
91	37,709	4,074	0,155	$8,736 \times 10^{-3}$
92	2,985	0,323	0,012	$1,291 \times 10^{-3}$
93	2,42	0,261	$9,956 \times 10^{-3}$	$2,867 \times 10^{-3}$
94	2,2	0,238	$9,051 \times 10^{-3}$	$2,606 \times 10^{-3}$
95	0,613	0,066	$2,251 \times 10^{-3}$	$7,745 \times 10^{-4}$
96	0,204	0,022	$8,404 \times 10^{-4}$	$2,582 \times 10^{-4}$
97	25,815	2,789	0,106	$8,463 \times 10^{-3}$

№ участка	$G_{\text{ут.н}}, \text{М}^3$	$Q_{\text{у.н}}, \text{Гкал}$	$Q_{\text{зап.}}, \text{Гкал}$	$Q_{\text{из.н.год}}, \text{Гкал/ч}$
98	4,164	0,45	0,017	$1,291 \times 10^{-3}$
99	0,528	0,057	$2,172 \times 10^{-3}$	$6,196 \times 10^{-4}$
100	2,074	0,224	$8,534 \times 10^{-3}$	$3,128 \times 10^{-3}$
101	0,66	0,071	$2,175 \times 10^{-3}$	$7,745 \times 10^{-4}$
102	1,728	0,187	$7,111 \times 10^{-3}$	$2,606 \times 10^{-3}$
103	3,582	0,387	0,015	$1,549 \times 10^{-3}$
104	0,66	0,071	$2,715 \times 10^{-3}$	$7,745 \times 10^{-4}$
105	1,32	0,143	$5,43 \times 10^{-3}$	$1,549 \times 10^{-3}$
106	2,64	0,513	0,011	$3,128 \times 10^{-3}$
107	1,383	0,149	$5,689 \times 10^{-3}$	$2,085 \times 10^{-3}$
108	5,876	0,635	0,024	$9,282 \times 10^{-3}$
109	2,074	0,224	$8,534 \times 10^{-3}$	$5,916 \times 10^{-3}$
110	0,471	0,051	$1,939 \times 10^{-3}$	$1,291 \times 10^{-3}$
111	16,655	1,799	0,069	$5,379 \times 10^{-3}$
112	0,347	0,037	$1,428 \times 10^{-3}$	$1,291 \times 10^{-3}$
113	0,094	0,01	$3,879 \times 10^{-4}$	$2,582 \times 10^{-4}$
114	0,094	0,01	$3,879 \times 10^{-4}$	$2,582 \times 10^{-4}$
115	5,656	0,611	0,023	$1,239 \times 10^{-4}$
116	0,943	0,102	$3,879 \times 10^{-3}$	$2,606 \times 10^{-3}$
117	28,314	3,059	0,116	$9,282 \times 10^{-3}$

№ участка	$G_{\text{ут.н}}, \text{М}^3$	$Q_{\text{у.н}}, \text{Гкал}$	$Q_{\text{зап.}}, \text{Гкал}$	$Q_{\text{из.н.год}}, \text{Гкал/ч}$
118	3,08	0,333	0,013	$3,649 \times 10^{-3}$
119	4,354	0,47	0,018	$3,128 \times 10^{-3}$
120	0,66	0,071	$2,715 \times 10^{-3}$	$7,745 \times 10^{-4}$
121	2,64	0,285	0,011	$3,128 \times 10^{-3}$
122	0,204	0,022	$8,404 \times 10^{-4}$	$2,582 \times 10^{-4}$
123	1,43	0,154	$5,883 \times 10^{-3}$	$1,825 \times 10^{-3}$
124	7,165	0,774	0,029	$3,128 \times 10^{-3}$
125	2,86	0,309	0,012	$3,649 \times 10^{-3}$
126	2,2	0,428	$9,051 \times 10^{-3}$	$2,606 \times 10^{-3}$
127	1,634	0,177	$6,723 \times 10^{-3}$	$2,085 \times 10^{-3}$
128	0,613	0,066	$2,251 \times 10^{-3}$	$7,745 \times 10^{-4}$
129	0,189	0,02	$7,758 \times 10^{-4}$	$5,163 \times 10^{-4}$
130	3,457	0,373	0,014	$5,379 \times 10^{-3}$
131	0,377	0,041	$1,552 \times 10^{-3}$	$1,033 \times 10^{-3}$
132	2,489	0,269	0,01	$7,1 \times 10^{-3}$
133	0,346	0,037	$1,424 \times 10^{-3}$	$1,549 \times 10^{-3}$
134	1,131	0,122	$4,655 \times 10^{-3}$	$3,128 \times 10^{-3}$
135	2,42	0,261	$9,956 \times 10^{-3}$	$3,649 \times 10^{-3}$
136	0,094	0,01	$3,879 \times 10^{-4}$	$2,582 \times 10^{-4}$
137	2,42	0,261	$9,956 \times 10^{-3}$	$3,649 \times 10^{-3}$

№ участка	$G_{\text{ут.н}}, \text{М}^3$	$Q_{\text{у.н}}, \text{Гкал}$	$Q_{\text{зап.}}, \text{Гкал}$	$Q_{\text{из.н.год}}, \text{Гкал/ч}$
138	0,094	0,01	$3,879 \times 10^{-4}$	$2,582 \times 10^{-4}$
139	0,283	0,031	$1,164 \times 10^{-3}$	$7,745 \times 10^{-4}$
140	0,283	0,031	$1,164 \times 10^{-3}$	$7,745 \times 10^{-4}$
141	1,81	0,196	$7,447 \times 10^{-3}$	$5,163 \times 10^{-3}$

Таблица 7-Расход теплоносителя на горячее водоснабжение

№	$G_0^{\text{max}}, \text{кг/с}$	$G_{\text{ГВС}}, \text{кг/с}$
1	0,02	$7,234 \times 10^{-3}$
2	0,374	0,01
3	0,374	0,016
4	0,39	0,017
5	1,089	0,057
6	0,031	$4,123 \times 10^{-3}$
7	0,032	$4,261 \times 10^{-3}$
8	0,032	$4,261 \times 10^{-3}$
9	0,04	$5,498 \times 10^{-3}$
10	0,031	$4,123 \times 10^{-3}$
11	0,578	0,027
12	0,031	$4,123 \times 10^{-3}$
13	0,355	0,03
14	0,47	0,026
15	0,478	0,022
16	0,342	0,014
17	0,339	0,013
18	0,058	$4,196 \times 10^{-3}$
19	0,14	$8,681 \times 10^{-4}$

№	G_0^{\max} , кг/с	$G_{\Gamma BC}$, кг/с
20	0,057	$3,028 \times 10^{-4}$
21	0,077	0,012
22	0,389	$1,711 \times 10^{-3}$
23	0,073	0,031
24	0,205	$2,106 \times 10^{-3}$
25	0,511	0,023
26	0,03	0,011
27	0,526	0,024
28	0,719	0,036
29	0,096	$9,462 \times 10^{-4}$
30	0,149	$8,681 \times 10^{-4}$
31	0,064	$1,431 \times 10^{-3}$
32	0,55	0,026
33	0,066	0,031
34	0,771	0,04
35	0,824	0,043
36	0,065	0,027
37	0,275	0,014
38	0,491	0,023
39	0,241	$7,378 \times 10^{-4}$
40	0,271	$8,681 \times 10^{-4}$
41	0,145	$4,34 \times 10^{-4}$
42	0,064	$3,038 \times 10^{-4}$
43	0,511	0,021
44	0,535	0,024
45	0,374	0,016
46	0,329	0,014

№	$G_0^{\max}, \text{кг/с}$	$G_{\text{ГБС}}, \text{кг/с}$
47	0,56	0,026
48	0,225	0,014
49	0,225	0,014
50	0,225	0,014
51	0,49	0,022
52	0,487	0,022
53	0,031	0,014
54	0,031	$6,872 \times 10^{-3}$
55	0,031	$4,123 \times 10^{-3}$
56	0,413	$4,123 \times 10^{-3}$
57	0,377	$4,123 \times 10^{-3}$
58	0,39	0,019
59	0,39	0,017
60	0,39	0,017
61	0,623	0,017
62	0,05	0,017
63	0,046	0,03
64	0,046	$7,559 \times 10^{-3}$
65	0,046	$6,872 \times 10^{-3}$
66	0,046	$6,872 \times 10^{-3}$
67	0,046	$6,872 \times 10^{-3}$
68	0,046	$6,872 \times 10^{-3}$
69	0,046	$6,872 \times 10^{-3}$
70	0,053	$6,872 \times 10^{-3}$
71	0,046	$6,872 \times 10^{-3}$
72	0,053	$2,604 \times 10^{-4}$
73	0,271	$4,63 \times 10^{-3}$

№	$G_0^{\max}, \text{кг/с}$	$G_{\text{ГБС}}, \text{кг/с}$
74	0,039	0,014
75	0,276	$3,235 \times 10^{-3}$
76	0,062	$3,038 \times 10^{-4}$

6 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ КОТЕЛЬНОЙ

6.1 Выбор котлов

Для определения тепловой нагрузки котельной необходимо учесть тепловую нагрузку на отопление, горячее водоснабжение и потери.

$$\sum Q_{o\max} + Q_{гвс} + Q_{из} = Q_{котельной} \quad (15)$$

$$14,849 + 0,153 + 0,446 = 15,448$$

По полученному значению выбираем три котла:

Котёл водогрейный КВ-ТС-10-150П (КВ-Р-11,63-150) для работы на каменном и буром угле производительностью 11,63 МВт(10Гкал/ч) водогрейный котёл, горизонтальной компоновки с рабочим давлением до 2,25 МПа.

Таблица 8- Котёл водогрейный КВ-ТС-10-150П (КВ-Р-11,63-150)

Котел	Дополнительная комплектация
КВ-ТС-10-150П (КВ-Р-11,63-150) россыпью Цена : 1 644 000 тыс.руб.(без НДС) Базовая комплектация россыпью: Котел россыпью без обшивки и изоляции Вентилятор 19ЦС-63	<u>Топка ТЧЗМ-2-2,7/4,0</u> Цена: 1684.3 тыс. руб. (без НДС)
	<u>Вентилятор ВДН-11,2-1000</u> Цена: 157.3 тыс. руб. (без НДС) <u>Вентилятор ВДН-11,2-1000 лев Вентилятор ВДН-11,2-1000 пр</u>
	<u>Дымосос ДН-15Х-1000</u> Цена: 509.4 тыс. руб. (без НДС) <u>Дымосос ДН-15Х-1000 лев Дымосос ДН-15Х-1000 пр</u>
	<u>Ящик №1 (Арматура для КВ-ТС-10-150)</u> Цена:

Котел	Дополнительная комплектация
	<u>Ящик №1 (Арматура для КВ-ТС-10-150 россыпью)</u>
	Цена:

Таблица 9- Технические характеристики котла водогрейного КВ-ТС-10-150П (КВ-Р-11,63-150)

№п/п	Наименование показателя	Значение
1	Номер чертежа компоновки	23.8009.055-01
2	Тип котла	Водогрейный
3	Вид расчетного топлива	1 - Каменный уголь; 2 - Бурый уголь
4	Теплопроизводительность, ГКал/ч	10
5	Теплопроизводительность, МВт	11.63
6	Рабочее (избыточное) давление теплоносителя на выходе, МПа (кгс/см ²)	до 2,25 (22,5)
7	Температурный график воды, °С	70-150
8	Расчетный КПД (топливо №1), %	83
9	Расчетный КПД (топливо №2), %	82
10	Расход расчетного топлива (топливо №1), кг/ч (м ³ /ч - для газа и жидкого топлива)	2160
13	Габариты транспортабельного блока, LxVxH, мм	топочный блок 4540x3170x3820; конвективный блок

№п/п	Наименование показателя	Значение
		6330x3170x1410
14	Габариты компоновки, LxVxH, мм	7430x5230x10810
15	Масса котла без топки (транспортабельного блока котла), кг	топочный блок 4717; конвективный блок 8356
16	Масса котла без топки (в объеме заводской поставки), кг	16550 (51718)
17	Вид поставки	В сборе и россыпью
18	Базовая комплектация россыпью	Котел россыпью без обшивки и изоляции Вентилятор 19ЦС-63
19	Базовая комплектация в сборе	Блок котла без обшивки и изоляции Вентилятор 19ЦС-63

Устройство и принцип работы котла КВ-ТС-10-150П (КВ-Р-11,63-150)

Котёл водогрейный водотрубный КВ-ТС-10-150П (КВ-Р-11,63-150) состоит из топочного, конвективного блоков котла и механической топки ТЧЗМ.

Топочная камера имеет горизонтальную компоновку, экранирована трубами, входящими в коллекторы.

Конфигурация камеры в поперечном разрезе напоминает профиль железнодорожного габарита.

Конвективная поверхность нагрева, расположенная в вертикальном, полностью экранированном газоходе, состоит из U-образных ширм из труб. Несущий каркас у котлов отсутствует. Блоки котла имеют опоры, приваренные к нижним коллекторам. Котёл КВ-ТС-10-150П (КВ-Р-11,63-150) выполняется в

облегчённой обмуровке, которая при монтаже крепится к экранным трубам, стоякам конвективной шахты.

На котле КВ-ТС-10-150П (КВ-Р-11,63-150) применено устройство возврата уноса угольной мелочи. Унос угольной мелочи собирается в зольных бункерах, расположенных под конвективной шахтой, откуда удаляется системой возврата уноса и сбрасывается в топку. Подача воздуха на эжектор возврата уноса для котлов осуществляется вентилятором.

Для удаления наружных отложений с труб конвективной поверхности нагрева рекомендуется применять генератор ударных волн - ГУВ, место установки которого предусмотрено. Регулярные очистки с использованием ГУВ позволяют снизить температуру уходящих газов, сопротивление газового тракта, снизить расход топлива.

Котёл КВ-ТС-10-150П (КВ-Р-11,63-150) оборудуется топкой механической ТЧЗМ с пневмомеханическими забрасывателями и решёткой обратного хода.

Котёл КВ-ТС-10-150П (КВ-Р-11,63-150) может поставляться блоками в сборе или россыпью (в связках).

В комплект поставки котла КВ-ТС-10-150П (КВ-Р-11,63-150) входит: блок топочный; блок конвективный; бункер; короб газовый; лестницы и площадки (россыпью); связки с комплектующими; ящики с комплектующими (арматура, приборы, узлы, детали, вентилятор).

Механическая топка ТЧЗМ, комплектующие для котельной ячейки не входят в обязательную поставку котла, но может поставляться по дополнительному договору.

Блоки котла в сборе (топочный и конвективный), некоторые узлы, поставляются отдельными грузовыми местами, другие комплектующие, не установленные на блоках по условиям транспортирования и монтажа, поставляются в ящиках или связках. Конвективный блок котла транспортируется в горизонтальном положении.

Котёл водогрейный КВ-ТС-6,5-150 (КВ-Р-7,56-150) для работы на каменном и буром угле производительностью 7,56 МВт

Котёл водогрейный КВ-ТС-6,5-150 (КВ-Р-7,56-150) – водогрейный котёл, горизонтальной компоновки с рабочим давлением до 1,35 МПа.

Котел	Дополнительная комплектация
<p>КВ-ТС-6,5-150 (КВ-Р-7,56-150) россыпью Цена :990000 Базовая комплектация россыпью: Котел россыпью без обшивки и изоляции Вентилятор 19ЦС-63 Срок изготовления :По запросу Базовая комплектация в сборе: Блок котла без обшивки и изоляции Вентилятор 19ЦС-63 Срок изготовления :По запросу</p>	<p><u>Топка ТЛЗМ-2-1,87/4,0</u> Цена: 1227.9 тыс. руб. (без НДС)</p>
	<p><u>Вентилятор ВДН-11,2-1000</u> Цена: 157.3 тыс. руб. (без НДС) В корзину Вентилятор ВДН-11,2-1000 лев Вентилятор ВДН-11,2-1000 пр</p>
	<p><u>Дымосос ДН-12,5-1000</u> Цена: 195.5 тыс. руб. (без НДС) В корзину Дымосос ДН-12,5-1000 лев Дымосос ДН-12,5-1000 пр</p>
	<p><u>Ящик №1 (Арматура для КВ-ТС-6,5-150)</u> Цена: По запросу или</p>
	<p><u>Ящик №1 (Арматура для КВ-ТС-6,5-150 россыпью)</u> Цена: По запросу</p>

Технические характеристики

№п/п	Наименование показателя	Значение
1	Номер чертежа компоновки	23.8009.069-01
2	Тип котла	Водогрейный
3	Вид расчетного топлива	1 - Каменный уголь; 2 -

№п/п	Наименование показателя	Значение
		Бурый уголь
4	Теплопроизводительность, ГКал/ч	6.5
5	Теплопроизводительность, МВт	7.56
6	Рабочее (избыточное) давление теплоносителя на выходе, МПа (кгс/см ²)	до 1,35 (13,5)
7	Температурный график воды, °С	70-150
8	Расчетный КПД (топливо №1), %	82
9	Расход расчетного топлива (топливо №1), кг/ч (м ³ /ч - для газа и жидкого топлива)	1420
12	Габариты транспортабельного блока, LxVxH, мм	7970x3624x4330
13	Габариты компоновки, LxVxH, мм	7970x4300x4330
14	Масса котла без топки (транспортабельного блока котла), кг	-
15	Масса котла без топки (в объеме заводской поставки), кг	9019 (33600)
16	Вид поставки	В сборе и россыпью
17	Базовая комплектация россыпью	Котел россыпью без обшивки и изоляции Вентилятор 19ЦС-63
18	Базовая комплектация в сборе	Блок котла без обшивки и изоляции Вентилятор 19ЦС-63

Устройство и принцип работы котла КВ-ТС-6,5-150 (КВ-Р-7,56-150)

Котёл водогрейный водотрубный КВ-ТС-6,5-150 (КВ-Р-7,56-150) состоит из блока котла и топки механической ТЛЗМ.

Топочная камера имеет горизонтальную компоновку, экранирована трубами, входящими в коллекторы. Конфигурация камеры в поперечном разрезе напоминает профиль железнодорожного габарита.

Конвективная поверхность нагрева, расположенная в вертикальном, полностью экранированном газоходе, состоит из U-образных ширм из труб. Несущий каркас у котла КВ-ТС-6,5-150 (КВ-Р-7,56-150) отсутствует. Трубная система котла имеет опоры, приваренные к нижним коллекторам.

Котёл КВ-ТС-6,5-150 (КВ-Р-7,56-150) выполняется в облегчённой обмуровке, которая при монтаже крепится к экранным трубам или стоякам конвективной шахты.

На котле КВ-ТС-6,5-150 (КВ-Р-7,56-150) применено устройство возврата уноса угольной мелочи. Унос угольной мелочи собирается в зольных бункерах, расположенных под конвективной шахтой, откуда удаляется системой возврата уноса и сбрасывается в топку. Подача воздуха на эжектор возврата уноса для котлов осуществляется вентилятором.

Для удаления наружных отложений с труб конвективной поверхности нагрева котла КВ-ТС-6,5-150 (КВ-Р-7,56-150) рекомендуется применять генератор ударных волн - ГУВ, место установки которого предусмотрено. Регулярные очистки с использованием ГУВ позволяют снизить температуру уходящих газов, расход топлива и сопротивление газового тракта.

Котёл КВ-ТС-6,5-150 (КВ-Р-7,56-150) оборудуется топкой механической ТЛЗМ с пневмомеханическими забрасывателями и решёткой обратного хода.

Котёл КВ-ТС-6,5-150 (КВ-Р-7,56-150) может поставляться россыпью (в связках) или основными узлами в сборе.

В комплект поставки котла КВ-ТС-6,5-150 (КВ-Р-7,56-150) входит: система трубная в сборе или россыпью; бункер (россыпью); связки с

комплектующими; ящики с комплектующими (арматура, приборы, узлы, детали, вентилятор 19ЦС-63).

Комплектность может быть изменена по согласованию с заказчиком.

Механическая топка ТЛЗМ не входит в обязательную поставку котла, но может поставляться по дополнительному договору.

Возможна по дополнительному договору поставка комплектующих для котельной ячейки.

Котёл водогрейный КЕВ-10-14-115С-О(ТЛЗМ) (КВ-Р-6,98-115) для работы на каменном и буром угле производительностью 6,98 МВт(6Гкал/ч)

Котёл водогрейный КЕВ-10-14-115С-О(ТЛЗМ) (КВ-Р-6,98-115) – водогрейный котёл, разработанный на базе парового котла КЕ с дополнительными устройствами для подвода и отвода сетевой воды.

Таблица 12- Котёл водогрейный КЕВ-10-14-115С-О(ТЛЗМ) (КВ-Р-6,98-115)

Котел	Дополнительная комплектация
<p>КЕВ-10-14-115С-О(ТЛЗМ) (КВ-Р-6,98-115) Цена :1100000</p> <p>Базовая комплектация в сборе:</p> <p>Блок котла в обшивке и изоляции</p> <p>Вентилятор острого дутья</p> <p>Срок изготовления :</p>	<p><u>Экономайзер БВЭС-IV-1</u> Цена: 653.9 тыс. руб. (без НДС)</p> <p>или</p>
	<p><u>Экономайзер ЭБ-1-330И</u> Цена: По запросу</p>
	<p><u>Топка ТЧЗМ-2-2,7/3,0</u> Цена: 1089.1 тыс. руб. (без НДС)</p>
	<p><u>Вентилятор ВДН-10м-1000</u> Цена: 101.2 тыс. руб. (без НДС) <u>Вентилятор ВДН-</u></p>

Котел	Дополнительная комплектация
	<u>10м-1000 лев Вентилятор ВДН-10м-1000 пр</u>
	<u>Дымосос ДН-10м-1500</u> Цена: 125 тыс. руб. (без НДС) <u>Дымосос ДН-10м-1500 лев Дымосос ДН-10м-1500 пр</u>
	<u>Циклон батарейный ЦБ-49</u> Цена: 644.93 тыс. руб. (без НДС)
	<u>Арматура и водоуказательные приборы к котлу</u> <u>КЕВ-10-14-115С-О (КВ-Р-6,98-115)</u>

Таблица 13-Технические характеристики котла водогрейного КЕВ-10-14-115С-О(ТЛЗМ) (КВ-Р-6,98-115)

№п/п	Наименование показателя	Значение
1	Номер чертежа компоновки	00.8002.438
2	Тип котла	Водогрейный
3	Вид расчетного топлива	1 - Каменный уголь; 2 - Бурый уголь
4	Теплопроизводительность, ГКал/ч	6
5	Теплопроизводительность, МВт	6.98

№п/п	Наименование показателя	Значение
6	Рабочее (избыточное) давление теплоносителя на выходе, МПа (кгс/см ²)	1,3(13,0)
7	Температурный график воды, °С	70-115
8	Расчетный КПД (топливо №1), %	85
9	Расход расчетного топлива (топливо №1) , кг/ч (м ³ /ч - для газа и жидкого топлива)	1170
10	Расход расчетного топлива (топливо №2), кг/ч (м ³ /ч - для газа и жидкого топлива)	2250
13	Габариты транспортабельного блока, LxВxН, мм	6800x3220x3980
14	Габариты компоновки, LxВxН, мм	8710x5235x5280
15	Масса котла без топки (транспортабельного блока котла), кг	19909
16	Масса котла без топки (в объеме заводской поставки), кг	21187,3
17	Вид поставки	В сборе
18	Базовая комплектация в сборе	Блок котла в обшивке и

№п/п	Наименование показателя	Значение
		<p style="text-align: center;">изоляция</p> <p style="text-align: center;">Вентилятор острого дустья</p>

Устройство и принцип работы котла КЕВ-10-14-115С-О(ТЛЗМ) (КВ-Р-6,98-115)

Основными элементами котла КЕВ-10-14-115С-О(ТЛЗМ) (КВ-Р-6,98-115) являются два барабана: верхний и нижний, экранированная топочная камера и конвективный пучок.

Диаметр нижнего и верхнего барабанов составляет 1000 мм. Межцентровое расстояние установки барабанов - 2750 мм.

Верхний барабан котла КЕВ-10-14-115С-О(ТЛЗМ) (КВ-Р-6,98-115) разделён на два отсека глухой перегородкой, установленной на границе топочные экраны – конвективный пучок.

Из обратной линии теплосети сетевая вода поступает в коллектор, расположенный в конвективном отсеке верхнего барабана. Сопла, расположенные вдоль коллектора, обеспечивают питание котла водой.

Вода из циркуляционного контура конвективного пучка по перепускным трубам из нижнего барабана поступает в коллекторы топочных экранов. При данной гидравлической схеме во всех экранных трубах обеспечено подъёмное движение воды. Из верхнего барабана (отсека топочных экранов) горячая вода через выходной патрубок направляется в теплосеть.

На задних днищах верхних и нижних барабанов, а также на переднем днище верхнего барабана размещены лазы для внутреннего осмотра котла КЕВ-10-14-115С-О(ТЛЗМ) (КВ-Р-6,98-115).

Для сжигания топлива котёл КЕВ-10-14-115С-О(ТЛЗМ) (КВ-Р-6,98-115) снабжается топочным устройством типа ТЛЗМ с пневмомеханическими забрасывателями с моноблочной ленточной цепной решетной обратного хода.

Котёл КЕВ-10-14-115С-О(ТЛЗМ) (КВ-Р-6,98-115) снабжён устройством возврата уноса, возвращающего в топку для дожигания, оседающий в газоходе, унос. В топочных камерах струи острого дутья образуют газовые вихри в вертикальной плоскости, способствующие сепарации и многократной циркуляции уноса, что ведет к уменьшению химического недожога и улучшению выгорания мелочи во взвешенном состоянии.

Котёл КЕВ-10-14-115С-О(ТЛЗМ) (КВ-Р-6,98-115) комплектуются необходимым количеством арматуры и контрольно-измерительными приборами.

Основные площадки, необходимые для обслуживания арматуры котла КЕВ-10-14-115С-О(ТЛЗМ) (КВ-Р-6,98-115):

- боковые площадки – обслуживание водоуказательных приборов, предохранительных клапанов, запорной арматуры на верхнем барабане;
- площадки на задней стенке – обслуживание продувочной линии, доступ в верхний барабан при ремонте котла.

Котёл КЕВ-10-14-115С-О(ТЛЗМ) (КВ-Р-6,98-115) поставляется заказчику в собранном виде транспортабельным блоком на опорной раме в обмуровке и обшивке в комплекте, арматурой и гарнитурой в пределах котла, лестницами и площадками.

7 ПРОМЫВКА СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

7.1 Промывка тепловых сетей

Промывка тепловых сетей гидропневматическим способом производится с целью уменьшения гидравлического сопротивления тепловой сети путём наиболее тщательного удаления с внутренней поверхности трубопроводов карбонатных солей, грязи, окалины и других отложений.

Для того, чтобы в доме все время было тепло, необходимо строго соблюдать правила промывки систем отопления, которые заключаются в удалении накипи и известковых отложений. Согласно правилам, для каждого вида отложений существуют различные способы промывки, которые и рекомендуется использовать. Накипь в системе отопления образуется из-за присутствия в воде большого количества натрия, кальция и магния, а также других веществ.

Как правило, промывка системы отопления и водонагревательных устройств проводится не реже одного раза в год. В принципе, можно в профилактических целях делать ее и два раза, но при этом желательно использовать специальный промывочный раствор, концентрация которого зависит от вида накипи и степени загрязнения системы. Сегодня существуют уже готовые жидкости для промывки, но приготовить их можно и самостоятельно, используя серную, соляную или ортофосфорную кислоты. Но если нет опыта в приготовлении таких растворов, то лучше этого не делать, а пригласить сотрудников специализированных компаний, которые знают все правила и требования промывки. Дело в том, что кислоты, входящие в состав промывочной жидкости, очень агрессивные, и оказывают влияние не только на отложения, но также и на стенки труб и радиаторов системы отопления и элементы водонагревательных устройств. Известно немало случаев, когда после неквалифицированной промывки приходили в негодность

уплотнительные элементы водонагревательных котлов и радиаторов, что влекло за собой дорогостоящий ремонт.

Но в целях безопасности лучше выполнять промывку гидропневматическим способом. Существуют строго определенные правила промывки системы отопления и ее последующей опрессовки, которые необходимо строго соблюдать. Промывка должна осуществляться перед началом отопительного сезона и после него с применением специального оборудования. Как только закончится отопительный сезон, все отопительное оборудование подлежит промывке и последующему испытанию под определенным давлением, как того требуют строительные нормы и правила. Согласно тем же правилам испытания системы следует проводить по определенной схеме, соблюдая при этом технику безопасности.

Перед началом отопительного сезона промывку отопления осуществляют гидропневматическим способом, при этом можно использовать хозяйственно-питьевую воду. Для этих целей применяется специальный нагнетающий компрессор, подающий под давлением воздух в систему водоснабжения и отопления. Сопла и диафрагмы гидроэлеваторов на время промывки лучше демонтировать. Давление воды в трубопроводах в процессе промывки не должно превышать рабочее, а давление воздуха, согласно правилам, должно быть не более 0,6 Мпа. Что касается скорости воды, то она не должна быть слишком высокой, допустимо ее превышение на 0,5 м/сек скорости движения теплоносителя.

По правилам гидропневматическая промывка проводится до тех пор, пока жидкость для промывки отопления на выходе не станет полностью светлой. По окончании процесса систему отопления необходимо сразу же заполнить теплоносителем, потому что держать ее пустой категорически запрещается. После промывки нужно провести гидравлические испытания, причем это нужно делать не реже одного раза в год и отдельно для системы отопления и тепловых пунктов. Давление при этом должно быть в пределах 1,25 от рабочего.

Испытания систем отопления следует проводить в соответствии с такими правилами:

1. Давление нужно обеспечивать в верхней точке трубопроводов. Температура жидкости — не более 45 градусов, воздух удаляется через специальные устройства, расположенные в самой верхней точке.

2. Давление необходимо довести до рабочего, после чего осмотреть места фланцевых и сварных соединений, проборы и оборудование. Время, необходимое для проверки — не менее 10 минут.

3. Если по прошествии десяти минут не было выявлено никаких дефектов, давление можно повысить до пробного. Такое давление необходимо выдержать в течение пятнадцати минут, а потом понизить до рабочего. Для слежения и определения давления используется контрольный манометр.

Если соблюдать правила промывки системы отопления, то по ее окончании система будет функционировать как новая.

7.2 Общие положения

При промывке тепловых сетей применяются передвижные компрессорные воздушные станции типа ВКС-1, АК — 6, ДК — 9, производительностью $Q = 5 - 6 \text{ м}^3 / \text{мин.}$, давлением $P = 6 \text{ атм.}$ Для подвода воды и воздуха в промываемый трубопровод в верхних точках трубопровода врезаются два патрубка, один с обратным клапаном и вентилем для подвода воздуха от компрессорной установки, другой с обратным клапаном и задвижкой для подачи воды из водопровода.

Для выпуска промывочной воды из трубопровода используются либо существующие спускные устройства (если диаметр спускного патрубка соответствует необходимой величине) либо врезается новый патрубок с задвижкой.

Диаметры спускных патрубков выбираются такие, чтобы через них можно было удалить песок, окалину и другие предметы, упавшие в трубопровод. Устройство сброса не должно препятствовать выходу вымываемых отложений и воды.

Необходимо соблюдать следующие соотношения диаметров промываемого трубопровода и спускного патрубка:

- на трубопроводах Ду = 500 мм., врезать патрубки Ду = 200 мм.
- на трубопроводах Ду 250 — 300 мм. врезать патрубки Ду100 мм.

Промывка производится в такой последовательности, чтобы исключить возможность загрязнения промытого участка.

Во время промывки магистральных участков, ответвления этих участков отключаются.

Дренажное устройство, мощность компрессора и напор воды должны обеспечить достаточные скорости движения воды и воздуха в промывочном трубопроводе. Нормальным режимом промывки считается движение смеси, сопровождающиеся толчками и проскоками попеременно воды и воздуха.

Продолжительность промывки зависит от степени загрязнения, диаметра и длины промываемого участка, напора воздушной смеси в начале промываемого участка и может колебаться от нескольких часов до нескольких суток.

Промывка ведётся до полного осветления промывочной воды.

Эффективность промывки контролируется путём отбора проб на цветность и содержание взвесей. Пробы берутся либо через спускной кран диаметром 15 мм. специально врезаемый в патрубок у спускной трубы, либо непосредственно в месте сброса воды в дренаж.

7.3 Порядок промывки

В начале промывки произвести неполное наполнение участка подающей и обратной магистрали водопроводной водой. При этом задвижки на спускных и воздухоспускных патрубках в начале и конце участка должны быть закрыты.

Затем закрывается задвижка на водопроводном патрубке обратной магистрали и начинается промывка в подающей магистрали, включается компрессор и одновременно открывается водопроводная и дренажная линии.

Кроме того, во время промывки необходимо следить, чтобы промывочная вода перемещалась со скоростью не менее 1м/сек. так как в этом случае достигается наибольший эффект. Для этого соблюдать следующие соотношения между различными диаметрами труб и расходами воды:

- диаметр трубы в мм.	250	300	500
- расход воды т/час.	170	260	700.
- расход воздуха в м /мин	3,0	4,2	12,0

После появления осветлённой воды в дренаже закрываются все задвижки в начале и конце участка подающей магистрали и открываются задвижки на участке обратной магистрали.

После промывки первого участка открываются секционирующие задвижки в конце участка, и аналогично проводится промывка последующих участков.

В случае невозможности обеспечить достаточных расходов воды и воздуха промывку можно вести путём вытеснения воды воздухом с последующим запонением водой промывочного трубопровода с обязательным обеспечением достаточных скоростей движения воды и воздуха.

В целях упрощения схемы (там, где это возможно) разрешается пользоваться перемычками между подающим и обратными трубопроводами.

7.4 Особые замечания и техника безопасности при производстве промывки

1. При выпуске сжатого воздуха в промывочный участок, необходимо следить за тем, чтобы вода не могла попасть в ресивер компрессора, для чего задвижка на водопроводе должна открываться только после того, как давление в ресивере станет больше давления водопровода.

2. Напор водопроводной воды выбирать в пределах 1,5 — 3,5 ати., так как

при напоре более 3,5 ати., создаются напряжённые условия работы компрессора, при которых он не может создать нормального режима промывки сети.

3. При напоре менее менее 1,0 атм. сжатый воздух от компрессора может закрыть доступ воды в трубопровод и в конце участка будет выходить только воздух.

В этом случае следует чередовать работу компрессора с остановками 10-15 мин. при непрерывной подаче воды.

4. Во время подачи сжатого воздуха в теплопровод, нахождение персонала в камере не разрешается.

5. Открытие дренажной задвижки после создания необходимого давления в трубопроводе производить медленно и осторожно производить медленно и осторожно. В целях создания безопасного режима промывки не допускать повышения давления в промывочном участке магистрали выше 3-х атмосфер.

ИНСТРУКЦИЯ по промывке местных систем теплоснабжения (жилых домов, служебных или административных зданий и цехов).

Способ №1.

Перед промывкой местной системы теплоснабжения необходимо выполнить следующие мероприятия:

1. Врезать в подающий трубопровод на тепловом вводе после входной задвижки (№1) штуцер с вентилем (№3) диаметром Ду 32 мм. и присоединить его к городскому водопроводу.

2. Врезать на тепловом вводе в обратный трубопровод до входной задвижки (№2) по ходу воды штуцер с вентилем (№4) диаметром $D_e = 25-40$ мм.

Если на трубопроводе имеется штуцер для манометра, то его можно использовать для передачи воздуха в систему.

3. Врезать на тепловом вводе в обратный трубопровод до входной

здвижки (№2) по ходу воды штуцер с вентилем (лучше задвижкой или пробочным краном) (№5) диаметром Ду40 мм. для сброса воды при промывке в дренаж или на улицу через шланг.

4. Присоединить к штуцеру для воздуха (№4) шланг от коллектора компрессора через обратный клапан во избежание подачи воды в ресивер.

Если от распределительного коллектора отходит несколько штуцеров диаметром Ду = 40мм. необходимо их объединить в один штуцер Ду = 25 - 40мм. через промежуточный коллектор.

Порядок промывки системы.

1. Закрывать на тепловом вводе входные задвижки №1 и №2.

2. Заполнить систему на 3/4 по высоте водопроводной водой через штуцер №3, после чего закрыть вентиль №3 (желательно, чтобы перед промывкой система была заполнена водой не менее 5 —ти суток). При заполнении системы необходимо открыть воздухоотборники, после окончания заполнения воздухоотборники оставить открытыми.

3. Запустить компрессор и открыть вентиль сжатого воздуха (№4). Продолжительность пуска воздуха 5 — 15 минут.

4. Закрывать вентиль сжатого воздуха (№4).

5. Закрывать воздухоотборник.

6. Открыть вентиль водопроводной воды №3 и открыть полностью на штуцере для сброса воды (№4). После чего повторить все операции в том же порядке до тех пор, пока вода из системы не будет выходить чистой.

Примечание: Промывку вести не всей системы сразу, а группами стояков (в 2-5 стояков), остальные стояки при этом должны быть отключены.

Способ №2.

Перед промывкой местной системы теплоснабжения необходимо выполнить следующие мероприятия:

1. Врезать на тепловом вводе в подающий трубопровод штуцер с вентилем (№3) Ду=32-40мм. и присоединить его к городскому трубопроводу

через обратный клапан. Врезку производить после входной задвижки по ходу воды (№1).

2. Врезать на тепловом вводе в подающий трубопровод после входной задвижки (№1) штуцер с вентилем $D_u=25-40$ мм. для подачи сжатого воздуха.

3. Врезать на тепловом вводе в обратный трубопровод до входной задвижки (№2) по ходу воды с вентилем (№5) (лучше задвижкой или пробочным краном) $D_u=40$ мм. для сброса воды при промывке в дренаж или на улицу через шланг.

4. Присоединить к штуцеру для воздуха (№4) шланг от коллектора компрессора через обратный клапан во избежание подачи воды в ресивер. Если от распределительного коллектора компрессора отходит несколько штуцеров диаметром 15 мм. необходимо их объединить в один штуцер диаметром 25-40 через промежуточный коллектор.

Порядок промывки системы.

1 . Закрыть на тепловом вводе входные задвижки №1 и №2.

2. Заполнить систему водой через штуцер №3 (желательно, чтобы перед промывкой система была заполнена водой не менее 5-ти суток). Во время заполнения водой необходимо открыть воздухоборники. После заполнения системы воздухоборники закрыты.

3. Закрыть компрессор, открыть спускной вентиль №5 и открыть вентиль на штуцере сжатого воздуха (№4). Промывку вести до появления чистой воды из спускного штуцера (№5).

Примечание: промывку можно вести:

а) непрерывно — при этом непрерывно подаётся вода, воздух; сброс воды происходит также непрерывно.

б) периодически — при этом подача ведётся периодически.

Промывка ведётся не всей системы сразу, а группами стояков (по 25стояков), а остальные стояки при этом должны быть закрытыми.

8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

8.1 Безопасность

Под безопасностью понимают меры и средства, предотвращающие поражение людей и имущества.

При монтаже котельных широко использует метод блочного монтажа, при котором узлы тепломеханического оборудования укрупняются или на монтажной площадке, или в заводских условиях.

Данный метод имеет следующие преимущества:

сокращается общая продолжительность строительства котельной установки за счёт совмещения работ по сборке блоков на площадке и ведения строительно-монтажных работ в здании котельной;

уменьшается трудоёмкость и повышается производительность труда, так как производство сборочных работ на открытой площадке создаёт условия для более широкой механизации работ, обеспечивает лучшие условия труда и повышает безопасность ведения работ;

расширяется фронт работ, так как на сборочной площадке можно собирать несколько блоков одновременно;

сокращается продолжительность монтажа котельных за счёт уменьшения количества подъёмов трубопроводов;

значительно повышается качество работ, так как значительная часть работ, ведётся в благоприятных условиях, и обеспечивается контроль за их исполнением;

отпадает надобность в монтажных лесах и подмостях, так как блоки собираются с постоянными лестницами и площадками.

Блочный метод монтажа является основой для перехода на скоростной метод монтажа котельных, который предусматривает строгое соблюдение графиков, составленных для сборки монтажных блоков и установки их в проектное положение, при обязательной непрерывности производства работ.

Погрузочно-разгрузочные работы.

Погрузочно-разгрузочные работы должны производиться, как правило, механизированным способом согласно требованиям настоящих норм и правил, ГОСТ 12.3.009-76 (СТ СЭВ 3518-81) и Правил устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов, утвержденных Госгортехнадзором СССР.

При выполнении погрузочно-разгрузочных работ, связанных с использованием средств железнодорожного или автомобильного транспорта, следует, кроме того, соблюдать Правила по технике безопасности и производственной санитарии при погрузочно-разгрузочных работах на железнодорожном транспорте, утвержденных МПС, и Правила техники безопасности для предприятий автомобильного транспорта.

Площадки для погрузочных и разгрузочных работ должны быть спланированы и иметь уклон не более 5 °.

В соответствующих местах необходимо установить надписи: "Въезд", "Выезд", "Разворот" и др.

Грузоподъемные машины, грузозахватные устройства, средства контейнеризации и пакетирования, применяемые при выполнении погрузочно-разгрузочных работ, должны удовлетворять требованиям государственных стандартов или технических условий на них.

Строповку котлов следует производить инвентарными стропами или специальными грузозахватными устройствами. Способы строповки должны исключать возможность падения или скольжения застропованного котла.

Установка котлов на транспортные средства должна обеспечивать устойчивое положение при транспортировании и разгрузке.

При выполнении погрузочно-разгрузочных работ не допускается строповка котлов, находящихся в неустойчивом положении, а также смещение строповочных приспособлений на приподнятом грузе.

При перемещении грузов должны быть приняты меры к предупреждению толчков и ударов.

Перед погрузкой или разгрузкой монтажные петли должны быть осмотрены, очищены и при необходимости выправлены без повреждения конструкции.

При загрузке автомобилей кранами шоферу и другим лицам запрещается находиться в кабине автомобиля, не защищенного козырьками.

8.2 Экологичность проекта

В настоящее время с увеличением мощностей промышленных объектов, концентрацией жилых и общественных зданий вопросы охраны окружающей среды приобретают исключительное значение.

Основным источником образования вредных веществ при работе котельной являются котлоагрегаты. При горении угля в атмосферу поступают следующие вредные вещества[4]:

- окись углерода;
- окислы азота;
- окислы серы.

При сжигании различных топлив, наряду с основными продуктами сгорания (CO_2 , H_2O , NO_2) в атмосферу поступают загрязняющие вещества в твердом состоянии (зола и сажа), а также токсичные газообразные вещества – серный и сернистый ангидрид (SO_2 , SO_3). Все продукты неполного сгорания являются вредными (CO , CH_4 , C_2H_6).

Окислы азота вредно воздействуют на органы дыхания живых организмов и вызывают ряд серьезных заболеваний, а также разрушающе действуют на оборудование и материалы, способствуют ухудшению видимости.

Окислы азота образуются за счет окисления содержащегося в топливе азота и азота воздуха, и содержатся в продуктах сгорания всех топлив. Условием окисления азота воздуха является диссоциация молекулы кислорода воздуха под воздействием высоких температур в топке. В результате реакции в топочной камере образуется в основном окись азота NO (более 95%). Образование двуокиси азота NO_2 за счет доокисления NO требует

значительного времени и происходит при низких температурах на открытом воздухе.

В воде NO практически не растворяется. Очистка продуктов сгорания от NO и других окислов азота технически сложна и в большинстве случаев экономически нерентабельна. Вследствие этого, усилия направлены в основном на снижение образования окислов азота в топках котлов.

8.3 Расчет выбросов в атмосферу

8.3.1 Расчет выбросов в атмосферу частиц золы и недожога

Количество золовых частиц и недожога, уносимое из топки котла за любой промежуток времени (т/год, кг/ч, кг/с и т.д.), определяется по формуле[3]:

$$M_{mv} = 0,01 \cdot B \cdot (\alpha_{ун} \cdot A^p + q_4^{ун} \cdot \frac{Q_n^p}{32680}) \cdot (1 - \eta_3) \quad (16)$$

где B - расход натурального топлива котлоагрегата за любой промежуток времени (При максимальной тепловой нагрузке котлы на данной котельной будут потреблять 7956 кг/ч бурого угля (2БР); в обычном режиме нагрузка не превышает 0,75 . Следовательно $B = 1,657$ кг/с; $B = 31,22 \cdot 10^3$ т/год);

A^p - зольность топлива на рабочую массу, принимаем равным 10%;

$\alpha_{ун}$ - доля золовых частиц и недожога, уносимых из котла;

$q_4^{ун}$ - потери теплоты с уносом от механической неполноты сгорания топлива, %;

Q_n^p - теплота сгорания топлива на рабочую массу, $15 \cdot 10^3$ кДж/кг;

η_3 - доля твердых частиц, улавливаемых в золоуловителях.

$$M_{mv} = 0,01 \cdot 1,657 \cdot (0,25 \cdot 10 + 6 \cdot \frac{15000}{32680}) \cdot (1 - 0,94) = 0,0052 \text{ кг/с.}$$

8.3.2 Расчет выбросов в атмосферу окислов серы

Количество окислов серы, поступающих в атмосферу с дымовыми газами, в пересчете на SO₂ за любой промежуток времени (т/год, кг/ч, кг/с и т.д.) вычисляется по формуле[2]:

$$M_{SO_2} = 0,02 \cdot B \cdot S^P \cdot (1 - \eta'_{SO_2}) \cdot (1 - \eta''_{SO_2}) \quad (17)$$

где S^P - содержание серы в топливе на рабочую массу, 0,5 %;

η'_{SO_2} - доля окислов серы, связываемые летучей золой в газоходах котлов, зависит от зольности топлива и содержание окиси кальция в летучей золе;

η''_{SO_2} - доля окислов серы, улавливаемых в золоуловителе попутно с улавливанием твердых частиц, для сухих золоуловителей (электрофильтры, батарейные циклоны, тканевые фильтры) принимается равной нулю.

$$M_{SO_2} = 0,02 \cdot 1,657 \cdot 0,5 \cdot (1 - 0,1) \cdot (1 - 0,015) = 0,014 \text{ кг/с.}$$

8.3.3 Расчет выбросов в атмосферу окиси углерода

Количество окиси углерода (т/год, кг/ч, кг/с и т.д.), выбрасываемой в атмосферу с дымовыми газами в единицу времени, вычисляется по формуле[5]:

$$M_{CO_2} = 0,001 \cdot B \cdot C_{CO} \cdot (1 - 0,01q_4) \quad (18)$$

где C_{CO} - выход окиси углерода при сжигании твердого, жидкого или газообразного топлива (кг/т, кг/тыс.м³), определяется по формуле:

$$C_{CO} = \frac{q_3 \cdot R \cdot Q_H^P}{1013} \quad (19)$$

где q_4 - потери теплоты от химической неполноты сгорания топлива, %;

R - коэффициент, учитывающий долю потери теплоты вследствие химической неполноты сгорания топлива, обусловленную содержанием в продукте неполного сгорания окиси углерода. Для твердого топлива $R=1,0$.

$\eta_{SO_2}^*$ - доля окислов серы, улавливаемых в золоуловителе попутно с улавливанием твердых частиц, для сухих золоуловителей (электрофильтры, батарейные циклоны, тканевые фильтры) принимается равной нулю.

$$C_{CO} = \frac{0,15 \cdot 1 \cdot 15000}{1013} = 2,221 \text{ кг/т,}$$

$$M_{CO_2} = 0,001 \cdot 1,657 \cdot 2,221 \cdot (1 - 0,01 \cdot 0,6) = 0,0036 \text{ кг/с.}$$

8.3.4 Расчет выбросов в атмосферу оксидов азота

Количество оксидов азота в пересчете на двуокись азота (т/год, кг/ч, кг/с и т.д.), выбрасываемые в атмосферу с дымовыми газами в единицу времени для водогрейных котлов вычисляется по формуле[2]:

$$M_{NO_2} = 10^{-3} \cdot K \cdot B_y \cdot (1 - 0,01q_4) \cdot \beta_1 \cdot \beta_2 \cdot \beta_3 \quad (20)$$

где K - коэффициент, характеризующий выход окислов азота, кг/т. у.т;

B_y - расход условного топлива за любой промежуток времени (тут/год, кгут/ч, кгут/с и т.д.);

β_1 - коэффициент, учитывающий влияние на выход окислов азота качества сжигаемого топлива (содержание N^r);

β_2 - коэффициент, учитывающий конструкцию горелок. Для для прямоточных горелок $\beta_2=0,85$;

β_3 - коэффициент, учитывающий вид шлакоудаления. При жидком шлакоудалении $\beta_3=1,6$, во всех остальных случаях $\beta_3=1,0$.

Расход условного топлива определяется:

$$B_y = B \cdot \frac{Q^p_H}{29320} \quad (21)$$

где $Q^p_H = 15 \cdot 10^3$ кДж/кг - низшая теплота сгорания топлива.

$$B_y = 1,657 \cdot \frac{15000}{29320} = 0,847 \text{ кг/с.}$$

Значение β_1 при сжигании твердого топлива ($\alpha_T \leq 1,25$) вычисляют по формуле:

$$\beta_1 = 0,178 + 0,47 \cdot N^G, \quad (22)$$

где $N^G = 1,24$ % – содержание азота в топливе на горючую массу.

$$\beta_1 = 0,178 + 0,47 \cdot 1,24 = 0,7608$$

$$M_{NO_2} = 10^{-3} \cdot 0,1738 \cdot 0,847 \cdot (1 - 0,01 \cdot 0,6) \cdot 0,7608 \cdot 0,85 \cdot 1,6 = 0,000151 \text{ кг/с.}$$

8.3.5 Расчет дымовой трубы

В котельной города Белогорска района «Амурсельмаш» продукты сгорания топлива удаляются в атмосферу через стальную дымовую трубу, высота которой составляет 22 метров.

В настоящее время минимально допустимая высота дымовой трубы, при которой обеспечивается значение максимальной приземной концентрации вредного вещества C_m , равное предельно допустимой концентрации (ПДК), для нескольких труб одинаковой высоты при наличии фоновой загрязненности C_f от других источников, рассчитывается по формуле[3]:

$$H = \sqrt{\frac{A \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta \cdot (M_{SO_2} + 5,88 \cdot M_{NO_2})}{ПДК_{SO_2}}} \sqrt[3]{\frac{N}{V_1 \cdot \Delta T}} \quad (23)$$

где A - коэффициент, зависящий от температурной стратификации атмосферы для неблагоприятных метеорологических условий, определяющий условия вертикального и горизонтального рассеивания вредных веществ в атмосферном воздухе, $C^{2/3} \cdot \text{мг} \cdot \text{К}^{1/3} / \text{г}$;

F - безразмерный коэффициент, учитывающий скорость оседания вредных веществ в атмосферном воздухе;

M_{SO_2} , M_{NO_2} - массовый выброс серного ангидрида и двуокиси азота, выбрасываемых в атмосферу в единицу времени, г/с;

m и n - безразмерные коэффициенты, учитывающие условия выхода дымовых газов из устья дымовой трубы;

η - безразмерный коэффициент, учитывающий влияние рельефа, местности; в случае ровной или слабопересеченной местности с перепадом высот, не превышающим 50 м на 1 км, $\eta=1,0$;

N - число одинаковых дымовых труб;

V_1 - объем дымовых газов, приходящийся на дымовые трубы, $\text{м}^3 / \text{с}$;

$\Delta T = T_r - T_b = 74,9 \text{ К}$ - разность температур выбрасываемых дымовых газов $T_r = (423 - 50) \text{ К}$ и окружающего атмосферного воздуха $T_b = 298,1 \text{ К}$;

$ПДК_{SO_2}$ - предельно допустимая концентрация вещества, лимитирующего чистоту воздушного бассейна, $\text{мг}/\text{м}^3$. $ПДК_{SO_2} = 0,5 \text{ мг}/\text{м}^3$.

При определении значения ΔT следует принимать температуру окружающего атмосферного воздуха T_b равной средней максимальной температуре наружного воздуха наиболее жаркого месяца года по СНиП 2.01.01-82, а температуру выбрасываемых в атмосферу дымовых газов T_r – в устье дымовой трубы.

Безразмерные коэффициенты m и n определяются в зависимости от параметров f и U_m :

$$f = 1000 \cdot \frac{\omega_0^2 \cdot D}{H^2 \cdot \Delta T} \quad (24)$$

$$U_M = 0.65 \cdot \sqrt[3]{\frac{V_1 \cdot \Delta T}{H}} \quad (25)$$

где w_0 – средняя скорость дымовых газов в устье дымовой трубы, м/с;

D – диаметр устья дымовой трубы, м.

Коэффициент m определяется в зависимости от f по формуле:

$$m = \frac{1}{0.67 + 0.1 \cdot \sqrt{f} + 0.34 \sqrt[3]{f}} \quad (26)$$

$$m = \frac{1}{0.67 + 0.1 \cdot \sqrt{1,376} + 0.34 \sqrt[3]{1,376}} = 0,935$$

Коэффициент n определяется в зависимости от U_M . $n = 1$ при $U_M \geq 2$.

$$H = \sqrt{\frac{250 \cdot 1 \cdot 0,935 \cdot 1 \cdot 1 \cdot (0,014 + 5,88 \cdot 0,000151)}{0,5}} \sqrt[3]{\frac{1}{18,448 \cdot 74,9}} = 21,51$$

Принимаем высоту трубы $H=22$ м.

Таким образом, существующая высота трубы соответствует стандартам.

8.4 Чрезвычайные ситуации

ЧС – это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, экономике, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Источник ЧС – опасное природное явление, авария или опасное техногенное происшествие, широко распространенная инфекционная болезнь людей, сельскохозяйственных животных, растений, а так же применение средств поражений, в результате чего произошла или может произойти ЧС.

Наиболее часто возникающая ЧС в котельной – это пожар.

Так как технологический процесс связан со сжиганием топлива, то возможный источник пожара в котельной – аварийные режимы работы электрического оборудования: короткие замыкания, перегрузки аппаратов, искры и электродуги

Действующим нормативным документом является:

Согласно ГОСТ 12.1.004. 91 "ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования", проектируемая котельная по пожарной безопасности относится к категории " Г ", по огнестойкости строительных конструкций степень огнестойкости здания котельной II, класса В – 1А.

Категория "Г" означает негорючие вещества и материалы в горячем, раскаленном или расплавленном состоянии, процесс обработки которых сопровождается выделением лучистого тепла, искр и пламени, горючие вещества и жидкости, которые сжигаются в качестве топлива. Класс В – 1А – зоны, расположенные в помещениях, в которых при нормальной эксплуатации взрывоопасные смеси горючих газов или паров легко воспламеняющихся жидкостей с воздухом не образуются, а образование таких смесей возможно только в результате аварий и неисправностей.

Источниками пожара могут быть неисправности электрооборудования, осветительных приборов; выход из строя приборов автоматики. При нарушении целостности газопроводов уходящих газов, или при разрушении обшивки и обмуровки котла, уходящие газы, имеющие высокую температуру, могут послужить причиной пожара

Для предупреждения образования взрывоопасных газозвушных смесей большое значение имеет контроль воздушной среды производственного помещения. Наиболее прогрессивен контроль воздушной среды производственных помещений автоматическими сигнализаторами до взрывных концентраций. При включении предупредительной сигнализации и аварийной вентиляции предусматривается автоматическое или ручное отключение всего или части технологического оборудования.

Пожарный инвентарь котельной, первичные средства пожаротушения и щиты для их хранения должны находиться на видных местах и должны быть окрашены масляной краской в красный цвет. На пожарных щитах указывается номер телефона для вызова пожарной охраны. На случай возникновения пожара всегда должна быть в полной готовности огнетушители, ящики с песком, лопата, ведро.

В состав инвентаря входят:

- пенные химические огнетушители;
- порошковые огнетушители;
- гидранты;
- ящики с песком;
- лопаты;
- ведра.

Весь инвентарь расположен в доступном месте на входе в котельную.

Для быстрого вызова пожарной службы в котельной установленные извещатели и телефон.

Котельная оснащена пожарной сигнализацией, которая обнаруживает начальную стадию пожара, передает извещение о месте и времени его возникновения и, при необходимости включает автоматические водяные системы пожаротушения.

В качестве водосточника на территории электрокотельной проложен водопровод с гидрантом для возможности подключения пожарных машин. Место установки гидранта обозначается соответствующим знаком, на котором указано место установки и расстояние до пожарного гидранта.

Помещение котельной выполнено железобитонным стеновым блоком. Покрытие пола котельной – бетонное. Котельная имеет непосредственные выходы наружу. В зданиях предусматриваются эвакуационные выходы, что соответствует требованиям СНиП 21-01-97. На путях эвакуации установлены указатели для выхода персонала, также имеется рабочее и аварийное освещение. Двери на путях эвакуации открываются по направлению выхода из

здания. Эвакуация людей предусматривается через обособленные выходы из каждой части здания.

Требования по пожарной безопасности выполнены в соответствии с постановлением от 25 апреля 2012 г. N 390 «Правила противопожарного режима».

9 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

В условиях рыночной экономики решающее условие финансовой устойчивости предприятия – эффективность вложения капитала в тот или иной инвестиционный проект. Поскольку капитальные вложения всегда ограничены финансовыми возможностями предприятия, а достижение результата отдалено во времени, возникает необходимость планирования инвестиционных решений и оценки экономической эффективности в результате разработки инвестиционного проекта. Инвестиционный проект – это комплексный план создания производства с целью получения экономической выгоды.

В данной выпускной квалификационной работе осуществляется модернизация системы теплоснабжения района «Амурсельмаш» города Белогорск Амурской области. Выполнено частичное переоборудование котельной а именно произведена замена котельных агрегатов.

Реконструкция предприятия – полное или частичное переоборудование производства, а также строительство новых энергетических объектов для замены ликвидируемых, дальнейшая эксплуатация которых признана нецелесообразной.

Целью модернизация системы теплоснабжения котельной является замена устаревшего тепломеханического оборудования на более современное.

Для достижения поставленной цели будут решены следующие задачи:

- 1) расчет капиталовложений в реконструируемый объект;
- 2) расчет затрат на эксплуатацию объекта;
- 3) расчет окупаемости проекта;
- 4) определение жизненного цикла проекта и графика его реализации.

9.1 Капитальные вложения

Рассчитаем капитальные вложения и приведем сметную стоимость тепломеханического оборудования, а также стоимость тепловой сети. В

сметной стоимости приведены 2017 года. Сметная стоимость оборудования представлена в виде таблицы 14.

Таблица 14 - Сметная стоимость теплотехнического оборудования

Элемент сети	Кол-во, шт	Стоимость, руб.	Кт, руб.
КВ-ТС-10-150П (КВ-Р-11,63-150)	1	1640000	1640000
КЕВ-10-14-115С-О(ТЛЗМ) (КВ-Р-6,98-115)	1	1100000	1100000
КВ-ТС-6,5-150 (КВ-Р-7,56-150)	1	990000	990000
Итого			3730000

Капитальные вложения в теплотехническое оборудование определяются суммированием сметной стоимости оборудования, строительных и монтажных работ:

$$K_{\Sigma \text{кот}} = K_{\text{обор.к}} + K_{\text{стр.к}} + K_{\text{мр.к}} \quad (27)$$

где $K_{\text{обор.к}}$ - сметная стоимость оборудования без учета строительно-монтажных работ, тыс. руб;

$K_{\text{стр.к}}$ - строительные работы, тыс. руб. [23];

$K_{\text{мр.к}}$ - монтажные работы, тыс. руб. [23].

По определенной ранее общей стоимости оборудования можно определить неизвестные слагаемые формулы и определить общую величину капитальных вложений теплотехническое оборудование:

$$K_{\Sigma \text{кот}} = 3730000 + \frac{3730000 \cdot 35.5}{33} + \frac{3730000 \cdot 31.5}{33} = 11303030 \text{ руб.}$$

Суммарные капитальные вложения в данный проект составят:

$$K_{\Sigma} = (K_{\Sigma\text{кот}} + K_{\Sigma\text{ТС}}) \cdot \kappa_{\text{тр}} \quad (28)$$

где $\kappa_{\text{тр}}$ - коэффициент учитывающий транспортировку и доставку оборудования (принимается $\kappa_{\text{тр}} = 1.2$) [28].

$$K_{\Sigma} = 11303030 \cdot 1.2 = 13563636 \text{ руб.}$$

9.2 Расчет амортизационных отчислений

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции.

Цель амортизации – накопление финансовых средств для возмещения изношенных основных фондов.

Амортизационные отчисления определяются по формуле:

$$I_{\text{ам}} = \sum K_i \cdot \alpha_{\text{ам},i} \quad (29)$$

где $\alpha_{\text{ам},i}$ - ежегодные нормы отчислений на амортизацию для i -го вида основных средств, о.е.

Ежегодные нормы отчислений на амортизацию определяются по формуле:

$$\alpha_i = \frac{1}{T_{\text{сл}}} \quad (30)$$

где $T_{\text{сл}}$ - срок службы соответствующего оборудования, или амортизационный период [1].

Амортизационный период – срок полного погашения стоимости средств производства за счет амортизационных отчислений.

Далее приведем таблицу 15, в которой сведены амортизационные отчисления оборудования котельной.

Таблица 15 – Амортизационные отчисления оборудования котельной

Наименования оборудования	Срок службы $T_{сл.}$	Ежегодные нормы отчисления на амортизацию α_{iam}	Капитальные вложения оборудования K_i , руб.	Амортизационные отчисления I_i , руб.
Котелы	30	0.033	3730000	123090

Определим суммарные амортизационные отчисления котельной:

$$I_{\Sigma ам} = 123090 \text{ руб.}$$

9.3 Расчет эксплуатационных затрат

В результате износа и старения деталей и элементов технических устройств возникают изменения в их параметрах и техническом состоянии, появляется вероятность их отказа. В отличие от других видов промышленного оборудования, авария и выход из строя электротехнического оборудования и передаточных устройств не только имеют важное самостоятельное значение, но и способны вызывать длительные перерывы в электроснабжении, что может привести к значительному экономическому и социальному ущербу у потребителей.

Виды ремонтного воздействия: техническое обслуживание, капитальный ремонт, текущий ремонт.

Ежегодные затраты на КР и ТР, а также ТО энергетического оборудования определяются по формуле:

$$I_{\text{ЭКС}} = \sum K_i \cdot \alpha_{\text{ЭКС},i} \quad (31)$$

где $\alpha_{\text{ЭКС},i}$ - норма ежегодных отчислений на эксплуатацию, ТР и ТО [1];

K_i - капиталовложения или балансовая стоимость основных фондов.

Далее в таблицу 16 сведем эксплуатационные затраты на оборудования котельной.

Таблица 16 – Эксплуатационные затраты на оборудования котельной

Наименования оборудования	норма ежегодных отчислений на эксплуатацию, ТР и ТО $\alpha_{\text{ЭКС}}$	Капитальные вложения оборудования K_i , руб.	Эксплуатационные издержки $I_{\text{ЭКС}}$, руб.
Котели насосы	0.006	3730000	22380

Определим суммарные эксплуатационные издержки котельной:

$$I_{\text{ЭКС}} = 22380 \text{ руб.}$$

9.4 Расчет издержек на топливо

Затраты на топливо с учетом потерь при транспортировке определяются последующему выражению:

$$I_m = V_{\text{усл}} \cdot (1 + \alpha_n) \cdot T_m \quad (32)$$

где $V_{\text{усл}}$ – годовой расход условного топлива, т у.т. [1];

α_n – коэффициент учитывающий потери топлива при транспортировке в пределах норм естественной убыли (для котельных $\alpha_n = 2\%$);

T_m – цена топлива с учетом транспортных расходов ($T_m = 1250$ руб. за т.) [28].

Расход условного топлива на регулируемый период определяется исходя из удельной нормы расхода условного топлива на выработку 1 Гкал и выработки тепловой энергии:

$$B_{усл} = Q_{выр} \cdot \epsilon \cdot 10^{-3} \quad (33)$$

где $Q_{выр}$ – годовая выработка тепловой энергии, Гкал;

ϵ – удельная норма расхода условного топлива на выработку тепловой энергии, кг у.т./Гкал.

Удельную норму расхода условного топлива вычисляют по формуле:

$$\epsilon = \frac{142,86 \cdot 100 \%}{\eta_{ка}^{бр}} \quad (34)$$

где $\eta_{ка}^{бр}$ – КПД брутто котлоагрегата (82 %).

Общий КПД котлоагрегата с учетом КПД экономайзера находится по формуле:

$$\eta_{ка}^{бр} = \eta_{к}^{бр} + \eta_{эк}^{бр} \quad (35)$$

где $\eta_{эк}^{бр}$ – КПД брутто экономайзера (5 %).

$$\eta_{ка}^{бр} = 82 + 5 = 87 \%$$

$$\epsilon = \frac{142,86 \cdot 100 \%}{87} = 164,21 \text{ кг у.т./Гкал}$$

$$B_{усл} = 101280 \cdot 164,21 \cdot 10^{-3} = 16631,2 \text{ т у.т.}$$

$$I_m = 16631,2 \cdot (1 + 0,02) \cdot 1250 = 22052971,2 \text{ руб.}$$

9.5 Расчет затрат на воду

Расчет затрат на воду производится исходя из общего количества потребляемой воды на выработку тепловой энергии и цены 1 м³ воды.

Общее количество воды на регулируемый период складывается из следующих расходов:

$$V = V_{сет} + V_{подп} + V_{хоз.быт} \quad (36)$$

где V – годовой расход воды, всего, м³;

$V_{сет}$ – расход воды на наполнение трубопроводов тепловых сетей, м³;

$V_{подп}$ – расход воды на подпитку системы теплоснабжения, м³;

$V_{хоз.быт}$ – расход воды на хозяйственно-бытовые нужды котельной, м³.

Количество подпиточной воды для восполнения потерь в системах и трубопроводах должно соответствовать величинам утечек. Норма утечки воды для закрытой системы теплоснабжения принимается равной 0,25 % в час от объема воды в трубопроводах тепловых сетей.

Годовой расход воды на подпитку составит:

$$V_{подп} = n_{ут} \cdot V_{сет} \cdot Z_{подп} \quad (37)$$

где $n_{ут}$ – норма утечки в один час;

$Z_{подп}$ – продолжительность периода подпитки, ч;

Расход воды на хозяйственно-бытовые нужды котельной определяют по формуле:

$$V_{хоз.быт} = (a_{\partial} \cdot N_{\partial} \cdot K_{\partial} \cdot a \cdot M) \cdot Z \quad (38)$$

где a_{∂} – норма расхода воды на одну душевую сетку, м³/сут;

N_{∂} – количество душевых сеток;

K_{∂} – коэффициент использования душевых;

a – бытовые нужды котельной, м³/чел.сут;

M – численность работающих в сутки, чел.8 с учетом административного персонала

Z – продолжительность работы котельной в регулируемом периоде, сут.

$$V_{\text{хоз.быт}} = (0,5 \cdot 1 \cdot 0,4 \cdot 0,2 \cdot 8) \cdot 219 = 70 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{подп}} = 0,0025 \cdot 128,3 \cdot 5256 = 1686 \text{ м}^3$$

$$V = 128 + 1686 + 70 = 1882 \text{ м}^3$$

Затраты на воду определяются:

$$I_{\text{В}} = V \cdot T_{\text{В}} \quad (39)$$

где $T_{\text{в}}$ –тариф на воду по данным ООО «Энергетик» (принимаем равным

$$T_{\text{в}} = 48.30 \text{ руб/м}^3).$$

$$I_{\text{В}} = 1849 \cdot 48.30 = 89307 \text{ руб.}$$

9.6 Расчет численности рабочих

Важнейшей задачей планирования численности работников является определение обоснованной потребности в кадрах для обеспечения ритмичного производственного процесса и выполнения производственных заданий.

При планировании численности работников на предприятии руководствуются следующими принципами:

- 1) соответствие численности и квалификации работников объему запланированных работ и их сложности;
- 2) обусловленность структуры персонала предприятия объективными факторами производства;
- 3) максимальная эффективность использования рабочего времени;

4) создание условий для повышения квалификации и расширения производственного профиля работников.

Штатная численность персонала на электрокотеной складывается из численности следующих работников: рабочие, инженерно-технические работники (ИТР).

К числу рабочих относят персонал занятый непосредственно ремонтом, эксплуатацией и обслуживанием теплотехнического и электротехнического оборудования.

Инженерно-технические работники – это работники, занимающиеся организацией проведения ремонтно-эксплуатационных работ, а также информационно-техническим обслуживанием предприятия [1].

Численность персонала котельной определяется по нормативам численности промышленно-производственного персонала котельных.

Произведем расчет численности персонала котельной, опираясь на нормативные значения численности рабочих, взятых со справочников [1],[28] и отобразим все данные в таблице 17.

Таблица 17 – Штатная численность рабочих на предприятии

Персонал	Численность персонала
Начальник	1
Мастер по эксплуатации и ремонту оборудования котельной и тепловых сетей	1
Бригадир	1
Слесарь по ремонту оборудования	3
Электрик	1
Электросварщик	1
Машинист котлоагрегата	10
Итого	18 человек

9.7 Расчет затрат на оплату труда персонала котельной

Поскольку реальные данные о заработной плате по предприятию отсутствуют, воспользуемся статистической отчетностью федеральных организаций статистики. В этом случае в целом по предприятию годовой фонд заработной платы может быть определен по формуле ниже:

$$\Phi ЗП_{год} = N_{см} \cdot 12 \cdot ЗП_{ср.зн} \quad (40)$$

где $ЗП_{ср.зн}$ - среднемесячная заработная плата, руб.;

$N_{раб}$ – численность работников предприятия, чел;

Из письма Амурстата на сентябрь 2017г. – «Среднемесячная номинально начисленная заработная плата работников организаций по видам экономической деятельности Российской Федерации за 2016-2017 гг.», принимаем $ЗП_{ср} = 20313,4$ руб.

$$\Phi ЗП_{год} = 18 \cdot 12 \cdot 20313,4 = 4387694,4 \text{ руб.}$$

9.8 Расчет налога на социальные нужды и медицинское страхование

Элемент «Налог на социальные нужды» отражает все обязательные отчисления по установленным законодательством нормам органам государственного социального страхования, Пенсионного фонда и обязательного медицинского страхования. Они начисляются с сумм затрат организации на оплату труда работников, которые были включены в себестоимость продукции (работ, услуг) (по элементу «Затраты на оплату труда»). На отдельные виды оплаты труда страховые взносы не начисляются (такие виды выплат оговариваются в нормативных документах). Для исчисления единого социального налога и взноса на обязательное пенсионное страхование объектом налогообложения для работодателей являются:

- выплаты по трудовым договорам;

- вознаграждения в пользу физических лиц по гражданско-правовым договорам, предметом которых является выполнение работ, оказание услуг, а также по авторским договорам.

Ставки налогов и их распределение определяются статьей 241 НК РФ.

Обычный размер ставки на 2015 составляет 20 %.

ЕСН вычисляется по следующему выражению:

$$СНuMC = 0.2 \cdot \PhiЗП_{год} \quad (41)$$

$$СНuMC = 0.2 \cdot 4387694,4 = 8\,776\,694,4 \text{ руб.}$$

9.9 Расчет прочих затрат

По найденным выше значениям издержек, годового фонда заработной платы и ЕСН определяются прочие затраты:

$$I_{np} = 0,3 \cdot (I_{ам} + I_{экс} + I_{е} + I_{т} + СНuMC + \PhiЗП_{год}) + 0,03 \cdot K_{\Sigma} \quad (42)$$

$$I_{np} = 0,3 \cdot (123090 + 22380 + 89307 + 22052971,2 + 4387694,4 + 8776694,4$$

$$) + 0,03 \cdot 13563636 = 11\,042\,550,18 \text{ руб.}$$

Суммарные издержки находятся по формуле:

$$I_{\Sigma} = I_{ам} + I_{экс} + I_{е} + I_{т} + \PhiЗП_{год} + СНuMC + I_{np} \quad (43)$$

Определим сумму всех затрат:

$$I_{\Sigma} = (123090 + 22380 + 89307 + 22052971,2 + 4387694,4 + 8776694,4$$

$$+ 11\,042\,550,18 = 46\,494\,687,18 \text{ руб.}$$

9.10 Оценка экономической эффективности проекта

Оценка экономической эффективности проекта предназначена для того, чтобы сделать вывод о целесообразности внедрения предложенного варианта или спроектированного объекта и т.п., т.е. дать экономическое обоснование выбранного варианта. Для этого проводят экономическую оценку по следующим методам:

Простая норма прибыли (ПНП) или простая норма рентабельности определяется по характерному году расчетного периода, когда достигнут проектный уровень производства, но еще продолжается возврат инвестиционного капитала.

Расчетный период – это период, в течение которого инвестор планирует отдачу от первоначального вложенного капитала, и обычно принимается равным сроку службы наиболее важной части основного капитала.

Простой срок окупаемости представляет собой период, в течение которого сумма чистых доходов покрывает инвестиции.

Определение срока окупаемости капитальных вложений производится последовательным суммированием величины чистого дохода в стабильных ценах (без учета инфляции) по годам расчетного периода до того момента, пока полученная сумма не сравняется с величиной суммарных капитальных вложений.

Чистый дисконтированный доход относится к интегральным (динамическим) критериям оценки экономической эффективности инвестиций и оперирует с показателями работы проектируемых объектов по годам расчетного периода с учетом фактора времени.

ЧДД рассчитывается дисконтированием чистого потока платежей, который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования)[1].

Выручка с продажи тепловой энергии за год равна:

$$O_{pt} = Q_{\text{пол.отп}} \cdot T_k^m, \quad (44)$$

где T_k^m – тариф на тепловую энергию, руб/Гкал [20];

$Q_{пол.отп}$ - полезный отпуск в сеть, Гкал.

$$O_{pt} = 101280 \cdot 1756.6 = 177\,908\,448 \text{ руб.}$$

Прибыль от реализации тепловой энергии:

$$П = O_{pt} - I_{\Sigma} \quad (45)$$

$$П = 177908448 - 46\,494\,687,18 = 131\,413\,760,82 \text{ руб.}$$

Ставка налога на прибыль на 2015 год равен 20 % [20].

Налог на прибыль равен:

$$H_{\Pi} = П \cdot 0.2 \quad (46)$$

$$H_{\Pi} = 131413760,82 \cdot 0.2 = 26\,282\,752,164 \text{ руб.}$$

Чистая прибыль от реализации тепловой энергии равна:

$$П_{чист} = П - H_{\Pi} \quad (47)$$

$$П_{чист} = 131413760,82 - 26282752,164 = 105\,131\,008,656 \text{ руб.}$$

9.11 Расчет и построение графика чистого дисконтированного дохода

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированием чистого потока платежей \mathcal{E}_t , который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования):

$$\mathcal{E}_t = O_p - I_{\Sigma} - H_{\Pi} - K_{\Sigma}; \quad (48)$$

Чистый дисконтированный доход определяется:

$$ЧДД = \sum_{t=0}^{T_p} \frac{\mathcal{E}_t}{(1+E)^t} = \sum_{t=0}^{T_p} \frac{O_p - I_{\Sigma} - H_{\Pi} - K_{\Sigma}}{(1+E)^t} \quad (49)$$

где O_p – выручка от реализации проекта;

K_{Σ} – суммарные капиталовложения в проект;

I_{Σ} – полные эксплуатационные расходы;

H_{Π} – отчисления налога на прибыль;

E – норма дисконтирования (обычно принимают ставку рефинансирования ЦБ, однако для энергетических ИП рекомендуется принимать в размере ставки рефинансирования ЦБ, т.е. $E = 12,5\%$), о.е. [1];

T_p – расчетный период (для проектов в области теплоэнергетики составляет 30 лет).

Принимаем допущения:

1) строительство проекта осуществляется в течении двух лет, в неотопительный период;

2) получение прибыли осуществляется постепенно, равными долями и возможно с первого года.

Рассмотрим на примере первого года

$$ЧДД = \frac{\frac{1}{2} \cdot (-177\,908\,448) + (46\,494\,687,18 - 26\,282\,752,164 - 13563636)}{(1+0,125)^1} = -73160822,208 \text{ руб.}$$

$$ЧДД = \frac{\frac{1}{2} \cdot (-73160822,208) + (46\,494\,687,18 - 26\,282\,752,164 - 13563636)}{(1+0,125)^2} = -28390804,61 \text{ руб.}$$

$$ЧДД = \frac{\frac{1}{2} \cdot (-28390804,61) + (46\,494\,687,18 - 26\,282\,752,164 - 13563636)}{(1+0,125)^3} = -5300571,86 \text{ руб.}$$

$$ЧДД = \frac{\frac{1}{2} \cdot (-5300571,86) + (46\,494\,687,18 - 26\,282\,752,164 - 13563636)}{(1 + 0,125)^4} = 2495939,88 \text{ руб.}$$

По полученным значениям ЧДД строится жизненный цикл проекта, представлен на рисунке 3. По графику видно, что проект окупается в течение 9 лет. Срок окупаемости – это есть тот момент времени, когда ЧДД переходит от отрицательных значений к положительным.

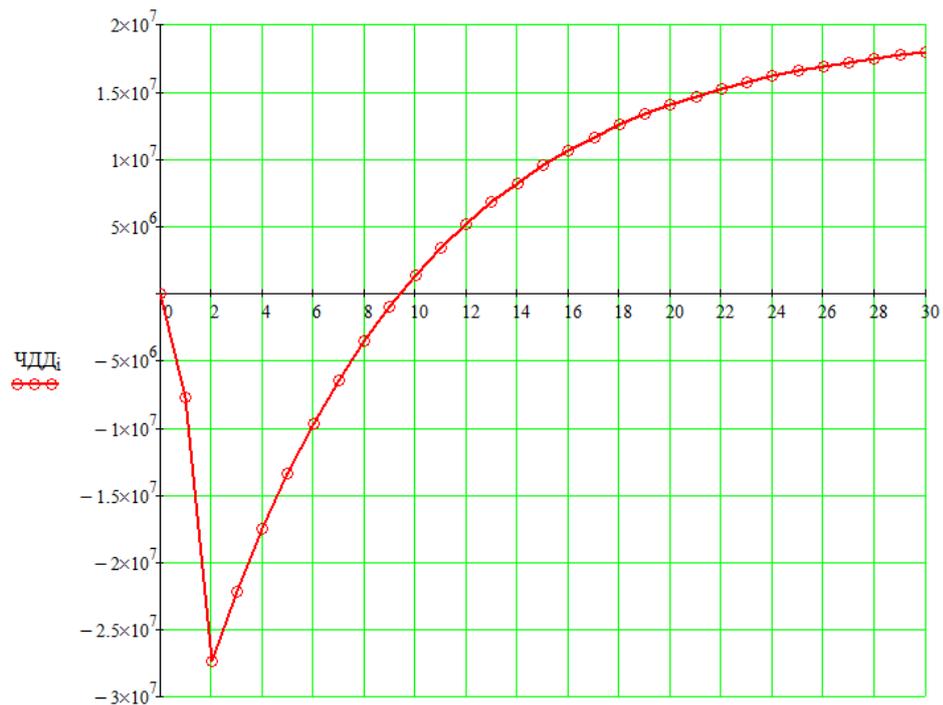


Рисунок 1 – Жизненный цикл проекта

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной бакалаврской работе произведена модернизация системы теплоснабжения района «Амурсельмаш» города Белогорск Амурской области.

В ходе работы были произведены расчеты тепловых нагрузок на горячее водоснабжение и отопление, а так же гидравлический расчет и потери теплоты на участках тепловой сети. Модернизация заключается в замене котлоагрегата с ранее установленного ДКВр-10-13ГМ, ДЕВ-25-14ГМ-О, на новые котлы КВ-ТС-10-150П, КВ-ТС-6,5-150, КЕВ-10-14-115С-О, так как тепловая нагрузка превышает номинальную нагрузку котельной и по данным компании ООО «Теплосеть» старый котлы ДКВр-10-13ГМ, ДЕВ-25-14ГМ-О 1975 года установки находится в эксплуатации 43 года, тогда как средний срок эксплуатации составляет 20 лет. В связи с этим снижается КПД котла, следовательно повышается потребления топлива, а значит и повышение затрат на покупку топлива. В ходе работы был произведен экономический расчет и просчитан срок окупаемости проекта по замене котлоагрегата, который составил 4.6 года, так же был произведен расчет по разделу «Экологичность», где были просчитаны вредные выбросы в атмосферу с учетом нового котлоагрегата, которые не превышают нормы. По результатам замены котлоагрегата будет наблюдаться повышение КПД, уменьшение расхода топлива, а следовательно и уменьшение затрат на его приобретение, и уменьшение затрат на обслуживание и капитальный ремонт оборудования.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Судаков Г.В. Бизнес-планирование инвестиционных проектов по строительству ТЭС, котельных и тепловых сетей. Учебное пособие. В двух частях. Часть 1. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2009
2. Промышленные выбросы в атмосферу. Инженерные расчеты и инвентаризация [Текст] / И. М. Квашнин. - М. : АВОК-Пресс, 2005. - 389 с. : ил. - (Техническая б-ка НП "АВОК"). - Библиогр. : с. 141. - ISBN 5-98267-011-1 (в пер.) : 589.38 р.
Прил. : с. 147-389
3. Методика оценки распространения вредных выбросов от вентиляционных шахт и дымовых труб в приземном слое атмосферы [Текст] : автореферат дис. на соиск. учен. степ. канд. техн. наук: по спец. 05.26.01 "Охрана труда" / К. Г. Добросельский ; Амур. гос. ком. по природопользованию. - Владивосток, 1995. - 26 с.
4. Тепломассообмен [Электронный ресурс] : учеб. пособие : доп. Мин. обр. РФ / Б. А. Григорьев, Ф. Ф. Цветков. - М. : Изд-во Моск. энергет. ин-та, 2011. - 562 с. : рис. - ISBN 978-5-383-00563-7 (в пер.) : Б. ц.
5. Безопасность в чрезвычайных ситуациях в природно-техногенной сфере. Прогнозирование последствий [Текст] : учеб. пособие : рек. УМО / Б. С. Мастрюков. - М. : Академия, 2011. - 368 с. - (Высшее проф. образование. Безопасность жизнедеятельности). - Библиогр.: с. 364. - ISBN 978-5-7695-5918-7 (в пер.) : 695.20 р.
Прил. : с. 298
6. МКД – 4 – 05.2004. Методика определения потребности в топливе, электрической энергии и воде при производстве и передаче тепловой энергии и теплоносителей в системах коммунального теплоснабжения». – М.: ЗАО «Роскоммунэнерго» при участии Российской ассоциации

- «Коммунальная энергетика» и Академии коммунального хозяйства им. К. Д. Памфилова, 2003. – 60с.
7. Приказ Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2008 г. № 325 «Об организации в Министерстве энергетики РФ работы по утверждению нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии»// Собр. Законодательства Российской Федерации. – 2008. №22. ст. 2577; №42. ст. 4825; №46. ст. 5337;
 8. СНиП 23.01-99*. Издание. Строительная климатология. – Взамен СНиП 2.01.01 – 82; введ. 2000 – 01 – 01; изм. 2003 – 01 – 01. - М.: Издательство стандартов, 2000. - 79с.
 9. Соколов, Е.Я. Теплофикация и тепловые сети: Учебник для вузов/ Е.Я. Соколов.- М.: Издательство МЭИ. 2001. - 445 с.
 10. Теплофизические свойства воды и водяного пара: С.Л. Ривкин. А.А. Александров. – М: Энергия. 2004. – 424с.
 11. Фатнева, Ю.В. Теплоснабжение жилого района. Уч–мет пособие. – Благовещенск: Амурский гос. ун–т. 2003. – 35 с.
 12. Баскаков, А.П. теплотехника: Учеб. для вузов / А.П. Баскаков, Б.В. Берг, О.К. Витт и др.; Под ред А.П. Баскакова. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: ООО «ИД БАСТЕТ», 2010. – 328 с.
 13. Правила технической эксплуатации теплоиспользующих установок и тепловых сетей и Правила техники безопасности при эксплуатации теплоиспользующих установок и тепловых сетей: Утв. Гос. инсп. по энергетическому надзору СССР 15.06.72. - Изд. офиц. - М.: Энергия, 1973. - 144 с.
 14. Строительные нормы и правила: Безопасность труда в строительстве: СНиП 12-03-2001: введ. 01.09.2001. - М: ГУП ЦПП, 2001. - 38 с.
 15. Строительные нормы и правила: Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство: СНиП 12-04-2002: введ. 01.01.2009. - М: ГУП ЦПП, 2003. - 34 с.

16. Михайлов, Л.А. Безопасность жизнедеятельности: учебник для вузов / Л.А. Михайлов, В.П. Соломин, А.Л. Михайлов [и др.]; под ред. Л.А. Михайлова. - СПб.: Питер, 2007. - 299 с.
17. Алексеев, В.С. Безопасность жизнедеятельности в вопросах и ответах: учеб. пособие / В.С. Алексеев, Е.О. Мурадова, И.С. Давыдова. - М.: Проспект, 2006. - 206 с.
18. СП 41-103-2000 Проектирование тепловой изоляции оборудования и трубопроводов/ Госстрой России.
19. СНиП 23-01-99 Строительная климатология / Госстрой России, ГУП ЦПП, 2000 – 48 с.
20. Лебедев В. И., Пермяков Б. А., Хаванов П. А. Расчет и проектирование теплогенерирующих установок систем теплоснабжения. – М.: Стройиздат, 1992. – 360 с.
21. Липов Ю.М., Третьяков Ю.М. Котельные установки и парогенераторы. М., 2003г.
22. Теплогенераторы котельных/ В.М. Фокин. – М.: Издательство Машиностроение – 1, 2005. – 160 с. 17. Собурь с. В. Пожарная безопасность предприятия. Курс пожарно-технического минимума: справочник. – пятое изд., доп. (с изм.). – м.: спецтехника, 2001. – 488 с.
23. Е.А. Карякин. Промышленное газовое оборудование. Справочник. Саратов: Газовик, 2003. 624с. 19. Эстеркин Р. И. Котельные установки. Курсовое и дипломное проектирование: Учеб. пособ. для техникумов. Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отделение, 1989.
24. Е. А.Бойко «Котельные установки и парогенераторы», Красноярск, 2006г.
25. Стаскевич Н.Л., Северинец Г.Н., Вигдорчик Д.Я. Справочник по газоснабжению и использованию газа. -Л: Недра, 1990. -762 с.
26. Преображенский, В. П. Теплотехнические измерения и приборы: Учебник для вузов по специальности «Автоматизация теплоэнергетических процессов». - 3-е изд., перераб. М. : Энергия, 1978.
27. А.С. Ключев, А.Т. Лебедев, С.А. Ключев, А.Г. Товарнов Наладка средств

- автоматизации и автоматических систем регулирования: Справочное пособие. – М.: Энергоатомиздат, 2009. – 368 с. 24. Е.А. Карякин.
- Промышленное газовое оборудование. Справочник. Саратов: Газовик, 2003. 624с. 25. Жила В.А. Газовые сети и установки. М.: Академия, 2003. 272с.
- 28.СНиП 2.04.01-85. "Внутренний водопровод и канализация зданий" (утв. Постановлением Госстроя СССР от 04.10.1985 N 169) (ред. от 11.07.1996)
- 29.Экономика энергетики [Текст] : учеб. пособие: [В 2 ч] / Г. В. Судаков, Т. Ю. Ильченко ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2008-. Ч.2.-2008.-160с.:рис.,табл.