

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Проект реконструкции системы и источника теплоснабжения микрорайона «Гора» в г. Асино

УДК 697.34.001.6-048.35(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Б13	Шварц Светлана Игоревна		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Гусельников М. Э.	К. Т. Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2016

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

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

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Дипломного проекта

Студенту:

Группа	ФИО
З-5Б13	Шварц Светлане Игоревне

Тема работы:

Проект реконструкции системы и источника теплоснабжения микрорайона «Гора» в г. Асино

Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 3778/с от 25.05.2016
---	------------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	06.06.2016 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Технико-экономические характеристики элементов системы теплоснабжения микрорайона «Гора» г. Асино: состав теплопотребителей района теплоснабжения, характеристики основного и вспомогательного оборудования источника теплоснабжения, тепловой сети, внутренних системах теплопотребления).
--	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	Расчет и анализ действующих и перспективных тепловых и гидравлических режимов работы элементов системы теплоснабжения микрорайона «Гора» г. Асино. Цель работы – разработать проект реконструкции теплоснабжения микрорайона «Гора» как результат закрытия нерентабельных котельных «Тельмана», «Гора» и присоединения всей нагрузки к новой модульной котельной «Павлика Морозова».
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	A1 – 3, A2 – 3.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Кузьмина Н.Г., ст. преподаватель
Социальная ответственность	Гусельников М.Э., доцент
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	23.03.2016 г.
--	----------------------

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Б13	Шварц Светлана Игоревна		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа из 104 с., 6 рис., 16 табл., 37 источников, 5 прил. Ключевые слова: источник теплоснабжения, система теплоснабжения, отопление, горячее водоснабжение, тепловые нагрузки, четырехтрубные системы, тепловой пункт.

Объектом исследования является системы и источник теплоснабжения микрорайона «Гора» г. Асино. Цель работы – разработать проект реконструкции теплоснабжения микрорайона «Гора» как результат закрытия нерентабельных котельных «Тельмана», «Гора» и присоединения всей нагрузки к новой модульной котельной «Павлика Морозова».

В процессе исследования проводились технико – экономические, гидравлические расчеты, расчеты нормативных потерь, выбор оборудования. В результате исследования предлагается замена котлов, установка насосов и химводоочистки. Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: 1) замена котлов типа НП-18, Сибирь с КПД, не превышающим 50% на модульную котельную с котлами типа КВВ-3,0 ТШП со снижением удельного расхода топлива; 2) установка сетевого насоса типа КМ 100-65-250, подпиточного насоса типа КМ 40-32-160; 3) установка водоочистой установки модели «ГДВУ-0,3/20».

Степень внедрения: учебный проект системы теплоснабжения. Область применения: Проект может быть осуществлен в микрорайонах городов, где имеются две и более близкорасположенных котельных при низкой их рентабельности. Экономическая эффективность/значимость работы: Разработка проекта позволила оценить выгоду реконструкции котельных, как в финансовых вопросах – экономия на количестве потребляемого топлива, так и с экологической точки зрения – перенос котельной за пределы микрорайона. В будущем планируется реконструкция похожих котельных в городе по данной разработке.

Оглавление

Введение.....	8
Характеристики теплопотребителей микрорайона «Гора» в г. Асино.....	10
1. Тепловое потребление.....	11
1.1 Расчет тепловых нагрузок.....	11
1.2 Круглогодичные тепловые нагрузки	14
1.3 Часовая тепловая нагрузка района теплоснабжения	14
1.4 Годовой расход теплоты потребителями района теплоснабжения	14
1.5 Построение графиков тепловой нагрузки.	17
1.6 Расчет расхода условного и натурального топлива.	21
1.7 Выбор регулирования отпуска тепла в тепловые сети.	22
1.8 Расчет температурных графиков сетевой воды.....	24
1.9 Гидравлический расчет тепловой сети.....	27
1.10 Построение пьезометрических графиков и подбор насосов.....	32
1.11 Расчет и выбор оборудования котельной.....	33
2. Нормативные потери теплоты.....	36
3. Расчет и выбор теплообменника	42
3.1 Принцип действия пластинчатых теплообменников.....	42
3.2 Характеристики пластинчатых водоподогревателей.....	43
3.3 Расчет секционного теплообменника	45
3.4 Расчет подогревателей на отопление	46
3.5 Расчет подогревателей на ГВС.....	51
4. Выбор основного оборудования	56
5. Химводоочистка в котельной после реконструкции	57
5.1 Назначение водоочистной установки.....	59
5.2 Преимущества водоочистной установки	59
5.3 Принцип работы водоочистной установки.	60
5.4 Выбор типа установки «ГДВУ-03».....	60
6. Тепловой расчет	62
7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	65

7.1	Расчет сметы затрат на разработку проекта.	65
7.2	Смета затрат на оборудование.	69
7.3	Экономическая эффективность проекта.	70
8.	Социальная ответственность	74
8.1	Производственная безопасность	74
8.1.1	Освещенность	75
8.1.2	Микроклимат в котельной	75
8.1.3	Вибро - акустические факторы	76
8.1.4	Загазованность воздуха.....	77
8.1.5	Подвижные части оборудования	77
8.1.6	Электробезопасность.....	78
8.2	Экологическая безопасность	79
8.3	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	79
8.3.1	Возможность возникновения аварийных ситуаций.....	79
8.3.2	Возникновение пожара в котельной.....	80
8.3.3	Поражение электрическим током	80
8.3.4	Вероятность взрыва возможна в случаях:.....	81
8.4	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.	81
8.4.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства.	81
8.4.2	Компоновка рабочей зоны.	81
	Заключение	83
	Список использованных источников	85
	Приложение А	89
	Приложение Б.....	91
	Приложение В.....	97
	Приложение Г	99
	Приложение Д.....	104

Графический материал:

ФЮРА 13.03.01.001 ГЧ Генеральный план котельной.

ФЮРА 13.03.01.001 ГЧ Расширенная тепловая схема.

ФЮРА 13.03.01.001 ГЧ Расположение оборудования.

ФЮРА 13.03.01.001 ГЧ Разрез. Расположение трубопроводов.

ФЮРА 13.03.01.001 ГЧ Теплофикационная камера, компенсатор.

ФЮРА 13.03.01.001 ГЧ Схема тепловых сетей.

Введение

Основной задачей систем теплоснабжения является подача тепла и горячего водоснабжения. Подача тепла подается на промышленные предприятия (для технологических процессов и отопления), коммунальным потребителям (на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение).

Системы теплоснабжения отвечают за транспортировку тепла до теплового пункта, к которому присоединяется местная система теплоснабжения. В связи с этим, теплоснабжающие системы должны обеспечивать потребителям круглогодичную подачу тепла с минимальными перерывами в летний период, для ремонта системы. А также должны следить, чтобы регулирование и обслуживание системы достигались с максимальной экономией тепла во всей системе теплоснабжения.

Тепловые сети обеспечивают транспортировку теплоты от источника к тепловым потребителям и распределение теплоты между потребителями.

Каждая система теплоснабжения состоит из четырех основных элементов: источник тепловой энергии, тепловые сети, абонентский ввод, местные системы теплоснабжения.

В Асиновской системе теплоснабжения (г. Асино Томской области) преобладает большое количество небольших котельных малых мощностей (от 0,5 до 21 МВт), работающие на твердом топливе (угле), по двухконтурной схеме.

С 2007 года в г. Асино проходит реконструкция всех малых котельных с постройкой модульных и присоединения к ним старых. Из-за отсутствия химводоочистки котельные агрегаты и трубопроводы часто выходят из строя, поэтому срок эксплуатации значительно снижен, что затрудняет теплоснабжение потребителей. В следствии этого было принято решение о установке котлов с большей мощностью, химводоочистительных установок, о переходе на двухконтурную систему теплоснабжения.

Темой работы является реконструкция системы и источника теплоснабжения микрорайона «Гора» г. Асино, в следствии чего будут закрыты 2 котельные «Тельмана» и «Гора» из-за нерентабельности и износа котлов типа «НП-18», «Сибирь» с коэффициентом полезного действия, не превышающем 50%. Также из-за аварийных состояний котельных, отсутствия химводоочистки. Ко всему прочему котельные располагались в жилом секторе и нарушали здоровую окружающую среду потребителям.

Так как тепловые сети котельных «Тельмана» и «Гора» близко расположены друг к другу, целесообразно присоединение их к вновь сооружаемой модульной котельной с более высокими технико-экономическими показателями. Строительство новой котельной позволит не нарушать экологию в жилом секторе, т.к. будет построена в дали от него.

Исходя из всего выше перечисленного можно выделить основные цели в реконструкции котельных:

- Строительство новой модульной котельной;
- Установка новых котлов на твердом топливе марки ДР Кузбасский разрез ст.Мереть $Q_n^p = 5100 \text{ ккал / кг}$;
- Установка химводоочистительной конструкции;
- Установка пластинчатых теплообменников, для создания двухконтурной системы отопления и ГВС;
- Замена сетевых насосов;
- Постройка надземной тепловой сети от котельной «Павлика Морозова» до котельной «Гора» с вводом в существующие подземные тепловые сети.

Характеристики теплопотребителей микрорайона «Гора» в г. Асино

Таблица 1.1 – Исходные данные

№	Потребители тепла	Количе ство зданий	Общий объем здания, м ³
1	Школа, 450 учащихся	1	19159
2	Поликлиника, 250 чел.	1	20129
3	Училище, 150 учащихся	1	3219
4	Деревянный жилой дом, 2 кв.	1	159
5	2-х этажный дом, 12 кв.	1	14184
6	4-х этажный дом, 24 кв.	1	22035
7	Деревянный жилой дом, 2 кв.	1	6310
8	Деревянный жилой дом, 2 кв.	1	4158
9	2-х этажный дом, 8 кв.	1	5236
10	2-х этажный дом, 8 кв.	1	2100
11	2-х этажный дом, 12 кв.	1	16341
12	2-х этажный дом, 12 кв.	1	10999
13	2-х этажный дом, 8 кв.	1	4509
14	2-х этажный дом, 12 кв.	1	11959
15	2-х этажный дом, 12 кв.	1	11264
16	Магазин, 300 чел.	1	1268
17	2-х этажный дом, 8 кв.	1	4343
18	2-х этажный дом, 12 кв.	1	19394
19	Деревянный жилой дом, 2 кв.	1	250
20	2-х этажный дом, 8 кв.	1	444
21	2-х этажный дом, 8 кв.	1	1923
22	2-х этажный дом, 8 кв.	1	1001
23	2-х этажный дом, 6 кв.	1	1122
24	2-х этажный дом, 6 кв.	1	273
25	2-х этажный дом, 12 кв.	1	10000

1. Тепловое потребление

Целью расчетов теплового потребления является расчет тепловых нагрузок и объектов системы теплоснабжения на отопление и горячее водоснабжение. А также построение графиков тепловых нагрузок.

1.1 Расчет тепловых нагрузок

При отсутствии проектных данных расчет тепловой нагрузки жилого района производится по укрупненным показателям. Расчет тепловых нагрузок проведем для отопления и горячего водоснабжения. Для вентиляции расчет производится не будет, так как она не предусмотрена в г.Асино.

Расчетная тепловая нагрузка на отопление [20]:

$$Q_o = \beta \cdot q_o \cdot V \cdot (t_{ep} - t_{но}), \text{Гкал/ч} \quad (1.1)$$

где q_o – укрупненный показатель максимального расхода теплоты на отопление 1 м^3 объема жилых зданий, $\text{ккал}/(\text{м}^3 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{C})$;

β – коэффициент, учитывающий поправку на климатическую зону;

V – наружный объем здания, м^3 ;

t_{ep} – расчетная температура воздуха внутри помещения, $^\circ\text{C}$;

$t_{но}$ – расчетная наружная температура воздуха для отопления, $^\circ\text{C}$.

Для жилых зданий t_{ep} принимается (таблица 1.2) [35]:

$$t_{ep} = 18 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Таблица 1.2 – Температура внутри помещений.

Наименование здания	Расчетная температура воздуха в здании, t_{ep} , $^\circ\text{C}$
Жилое здание	18
Гостиница, общежитие, административное здание	18-20

Продолжение таблицы 1.2

Детский сад, ясли, поликлиника, амбулатория, диспансер, больница	20
Высшее, среднее специальное учебное заведение, школа, школа-интернат, предприятие общественного питания, клуб	16
Театр, магазин, пожарное депо	15
Кинотеатр	14
Гараж	10
Баня	25

Расчетная температура наружного воздуха для отопления (г. Асино)[37]:

$$t_{no} = -41^{\circ}\text{C}.$$

Коэффициент β [35]:

$$\beta = 0,91$$

Отопительные характеристики в зависимости от наружного объема[21]:

$$q_o = 0,30, \frac{\text{ккал}}{\text{м}^3 \cdot \text{ч} \cdot ^{\circ}\text{C}}; \quad q_o = 0,33, \frac{\text{ккал}}{\text{м}^3 \cdot \text{ч} \cdot ^{\circ}\text{C}}; \quad q_o = 0,37, \frac{\text{ккал}}{\text{м}^3 \cdot \text{ч} \cdot ^{\circ}\text{C}}; \quad q_o = 0,39, \frac{\text{ккал}}{\text{м}^3 \cdot \text{ч} \cdot ^{\circ}\text{C}}$$

Расчетная тепловая нагрузка на горячее водоснабжение.

Расчетная средненедельная зимняя нагрузка на горячее водоснабжение (ГВС) жилых зданий [20]:

$$Q_{гвс}^{ср.н} = \frac{1,2 \cdot m \cdot (a+b) \cdot (t_z - t_{хз}) \cdot c}{24 \cdot 3,6}, \text{ Гкал / ч}, \quad (1.2)$$

где 1,2 – коэффициент, учитывающий выстывание горячей воды в абонентских системах ГВС;

m – количество людей;

a – норма расхода горячей воды с температурой $t_z = 70^{\circ}\text{C}$ (в закрытой системе теплоснабжения) на одного человека в сутки, л/сут;

b – норма расхода воды на горячее водоснабжение в общественных зданиях, л/сут;

t_{xz} – температура холодной воды в зимний период, $^{\circ}\text{C}$;

c – теплоемкость воды равная $\text{ккал}/(\text{кг} \cdot ^{\circ}\text{C})$;

Норма расхода горячей воды на 1 человека в сутки с душами и ваннами [15]:

$$a = 105 \text{ л/сут}$$

Норма расхода горячей воды на 1 человека в сутки в общественных зданиях [15]:

$$b = 25 \text{ л/сут}$$

Если отсутствуют данные о температуре холодной воды, принимаем в зимний период:

$$t_{xz} = 5^{\circ}\text{C}.$$

Средняя теплоемкость воды [20]:

$$c = 1 \text{ ккал} / \text{кг}^{\circ}\text{C}$$

Максимальная нагрузка на ГВС в жилых и общественных зданиях [20]:

$$Q_{\text{гвс}}^{\text{max}} = 2,4 \cdot Q_{\text{гвс}}^{\text{ср.н}}, \text{Гкал} / \text{ч} \quad (1.3)$$

Средний тепловой поток на ГВС в неотапливаемый (летний) период [20]:

$$Q_{\text{гвс(л)}}^{\text{ср.н}} = Q_{\text{гвс}}^{\text{ср.н}} \cdot \frac{t_z - t_{xl}}{t_z - t_{xz}} \cdot \beta, \text{Гкал} / \text{ч} \quad (1.4)$$

где t_{xl} – температура холодной воды в летний период, $^{\circ}\text{C}$;

β – коэффициент, учитывающий изменение среднего расхода воды на ГВС вне отопительного периода по отношению к отопительному.

Если отсутствуют данные о температуре холодной воды, принимаем в летний период:

$$t_{xl} = 15^{\circ}\text{C}.$$

Коэффициент β принимается [35]:

$$\beta = 0,8.$$

1.2 Круглогодичные тепловые нагрузки

Годовой расход тепла на отопление [20]:

$$Q_0^{zod} = Q_0^{cp} \cdot n_0, \Gamma_{\text{кал}} \quad (1.5)$$

где Q_0^{cp} - средняя тепловая нагрузка за отопительный период, $\Gamma_{\text{кал/ч}}$ [20];

n_0 - продолжительность отопительного периода, ч/год.

$$Q_0^{cp} = Q_0^p \cdot \frac{t_{\text{вп}} - t_n^{cpo}}{t_{\text{вп}} - t_{no}}, \Gamma_{\text{кал}} / \text{ч} \quad (1.6)$$

Годовой расход тепла на горячее водоснабжение [20]:

$$Q_{\text{звс}}^{zod} = Q_{\text{звс}}^{cp} \cdot \left[n_0 + 0,8 \cdot \frac{t_z - t_x^{\text{л}}}{t_z - t_x^3} \cdot (n_z - n_0) \right], \Gamma_{\text{кал}} \quad (1.7)$$

где 0,8 – коэффициент, учитывающий снижение среднечасового расхода на горячее водоснабжение летом по отношению к отопительному сезону [21];

n_0 – продолжительность отопительного периода, ч. (для Асиновского района $n_0=239 \cdot 24$ часов.).

n_z – время работы системы горячего водоснабжения, при отсутствии данных принимаем, 8400ч/год;

$t_z, t_x^{\text{л}}, t_x^3$ - температура соответственно горячей воды и холодной водопроводной воды летом и зимой, °С.

1.3 Часовая тепловая нагрузка района теплоснабжения

Расчетная тепловая нагрузка микрорайона [20]:

$$Q_{\text{мкр}}^p = \Sigma Q_O + \Sigma Q_{\text{звс}}^{\text{max}}, \Gamma_{\text{кал}} / \text{ч} \quad (1.8)$$

1.4 Годовой расход теплоты потребителями района теплоснабжения

Годовой расход теплоты [20]:

$$Q = Q_o^{zod} + Q_{zvc}^{zod}, \text{Гкал / ч} \quad (1.9)$$

Пример расчета тепловых нагрузок для жилого дома по адресу ул. П. Морозова, 7 (6 абонент).

- Расчетная нагрузка на отопление:

$$Q_o = \beta \cdot q_o \cdot V \cdot (t_{ep} - t_{no}) = 0,91 \cdot 0,37 \cdot 22035 \cdot (18 + 41) = 0,376 \text{ Гкал / ч}$$

- Годовая нагрузка на отопление:

$$Q_o^{zod} = Q_o^{cp} \cdot n_0 = 0,165 \cdot 24 \cdot 239 = 948,96 \text{ Гкал}$$

$$Q_o^{cp} = Q_o \cdot \frac{t_{ep} - t_n^{cpo}}{t_{ep} - t_{no}} = 0,376 \cdot \frac{18 + 9,1}{18 + 41} = 0,165, \text{Гкал / ч}$$

- Средняя расчетная нагрузка на горячее водоснабжение:

$$Q_{zvc}^{cp.n} = \frac{1,2 \cdot m \cdot a \cdot (t_z - t_{xz}) \cdot c_p^{cp}}{24} = \frac{1,2 \cdot 48 \cdot 105 \cdot (55 - 5) \cdot 1}{24 \cdot 3,6} = 0,020, \text{Гкал / ч}$$

- Максимальная расчетная нагрузка на горячее водоснабжение:

$$Q_{zvc}^{\max} = 2,4 \cdot Q_{zvc}^{cp.n} = 2,4 \cdot 0,020 = 0,048, \text{Гкал / ч}$$

- Средняя расчетная нагрузка горячего водоснабжения в летний период:

$$Q_{zvc(l)}^{cp.n} = Q_{zvc}^{cp.n} \cdot \frac{t_z - t_{xl}}{t_z - t_{xz}} \cdot \beta = 0,034 \cdot \frac{55 - 15}{55 - 5} \cdot 0,8 = 0,023, \text{Гкал / ч}$$

- Годовое потребление тепла на горячее водоснабжение:

$$\begin{aligned} Q_{zvc}^{zod} &= Q_{zvc}^{cp} \cdot \left[n_0 + 0,8 \cdot \frac{t_z - t_x^l}{t_z - t_x^3} \cdot (n_z - n_0) \right] = \\ &= 0,020 \cdot \left[239 \cdot 24 + 0,8 \cdot \frac{55 - 15}{55 - 5} \cdot (8400 - 239 \cdot 24) \right] = 148,82, \text{Гкал} \end{aligned}$$

Аналогично производится расчеты тепловых нагрузок для остальных потребителей. Результаты расчета сводим в таблицу 1.3.

Таблица 1.3 – Расчетные нагрузки для потребителя.

№ абонента	Адрес	V, м³	Q_o Гкал/ч	$Q_{звс}^{ср.н}$ Гкал/ч	$Q_{звс}^{max}$ Гкал/ч	$Q_{звс(л)}^{ср.н}$ Гкал/ч	$Q_0^{год}$ Гкал	$Q_{звс}^{год}$ Гкал
1	Школа № 1	19159	0,248	0,126	0,301	0,081	626,41	2239,33
2	Поликлиника №2	20129	0,236	0,069	0,168	0,044	596,79	520,16
3	Училище №8	3219	0,042	0,042	0,152	0,027	105,06	312,23
4	ул. П. Морозова, 20	159	0,002	0,002	0,005	0,001	6,077	14,88
5	ул. П. Морозова, 22	14184	0,217	0,010	0,024	0,006	547,4	74,41
6	ул. П. Морозова, 7	22035	0,376	0,020	0,048	0,013	850,4	148,82
7	ул. Сентябрьская, 18	6310	0,096	0,002	0,005	0,001	243,53	14,88
8	ул. Сентябрьская, 47	4158	0,064	0,002	0,005	0,001	160,47	14,88
9	ул. Сентябрьская, 49	5236	0,079	0,007	0,017	0,004	201,72	52,09
10	ул. Сентябрьская, 22	2100	0,032	0,007	0,017	0,004	81,05	52,09
11	ул. Чкалова, 50	16341	0,25	0,010	0,024	0,006	631,31	49,91
12	ул. Чкалова, 54	10999	0,169	0,010	0,024	0,006	424,49	49,91
13	ул. Чкалова, 49	4509	0,069	0,007	0,017	0,004	174,02	52,09
14	ул. Пушкина, 16	11959	0,183	0,010	0,024	0,006	461,54	49,91
15	ул. Пушкина, 22	11264	0,172	0,010	0,024	0,006	434,71	49,91
16	Магазин	1268	0,019	0,084	0,201	0,054	47,68	623,81
17	ул. Войкова, 74	4343	0,066	0,007	0,017	0,004	167,61	52,09
18	ул. Тельмана, 38	19394	0,297	0,010	0,024	0,006	748,47	74,41
19	ул. П. Морозова, 4	250	0,003	0,002	0,005	0,001	9,65	14,88
20	ул. 9 мая, 62а	444	0,007	0,007	0,017	0,004	17,14	52,09
21	ул. П. Морозова, 1	1923	0,029	0,007	0,017	0,004	74,21	52,09
22	ул. 9 мая, 64	1001	0,015	0,007	0,017	0,004	38,62	52,09
23	ул. АВПУ, 2	1122	0,016	0,005	0,012	0,003	43,3	37,20
24	ул. АВПУ, 4	273	0,004	0,005	0,012	0,003	10,64	37,20
25	ул. АВПУ, 8	10000	0,153	0,010	0,024	0,006	420,33	74,41
	Итого:		2,84	0,478	1,201	0,335	7122,68	4765,77

После расчета всех тепловых нагрузок находим:

- Часовую тепловую нагрузку района теплоснабжения [21]:

$$Q_{мкр}^P = \Sigma Q_o + \Sigma Q_{звс}^{max} = 2,84 + 1,201 = 4,041, \text{ Гкал / ч}$$

- Годовой расход теплоты потребителями района теплоснабжения [21]:

$$Q = Q_o^{zod} + Q_{zvc}^{zod} = 7122,68 + 4765,77 = 11888,45, \text{ Гкал/ч}$$

1.5 Построение графиков тепловой нагрузки.

Построение графиков закономерностей изменения тепловых нагрузок для отчетных календарных периодов (суток, недели, года) необходимо для установления экономичного режима работы теплофикационного оборудования, выбора самых выгодных параметров теплоносителя, определения расхода тепла и топлива, различных плановых показателей и технико-экономического анализа работы энергосистемы.

Для построения годового графика расходов тепла по продолжительности требуется воспроизвести 3 графика: 1) график несения тепловых нагрузок (I четверть); 2) график тепловых нагрузок района теплоснабжения (II четверть); 3) график температурной характеристики наружного воздуха (IV четверть).

Тепловая нагрузка отопление при разных текущих температурах наружного воздуха может быть определена из зависимости [21]:

$$Q_o = Q_o^p \cdot \frac{t_{ep} - t_n}{t_{ep} - t_{но}}, \text{ Гкал/ч} \quad (1.10)$$

где t_{ep} – средняя температура воздуха для отопления принимается равным 18° С (таблица 1.2);

t_n – текущее значение температуры наружного воздуха (для +8, 5, 0, -5, -10, -15, -20, -25, -30, -35, -41);

$t_{но}$ – расчётная температура наружного воздуха для проектирования систем отопления.

Суммарный график расхода тепла строят на основании часовых графиков расхода на отопление и горячее водоснабжение. Его получают в результате сложения расходов при определенных значениях наружного воздуха и расходов теплоты на горячее водоснабжение [21]:

$$\Sigma Q = Q_o + Q_{cp(звс)} \quad (1.11)$$

Этот график позволяет отпускать тепло от источника к потребителю, при изменении температуры наружного воздуха.

Примеры расчета тепловых потерь на отоплении при разной текущей температуре наружного воздуха:

$$\text{Для } t_{нв} = 8 \text{ }^{\circ}\text{C:} \quad Q_o = 2,840 \cdot \frac{18-8}{18-(-41)} = 0,481, \text{ Гкал/ч}$$

$$\Sigma Q = 0,481 + 0,2 = 0,681, \text{ Гкал/ч}$$

$$\text{Для } t_{нв} = 5 \text{ }^{\circ}\text{C:} \quad Q_o = 2,840 \cdot \frac{18-5}{18-(-41)} = 0,626, \text{ Гкал/ч}$$

$$\Sigma Q = 0,626 + 0,2 = 0,826, \text{ Гкал/ч}$$

$$\text{Для } t_{нв} = 0 \text{ }^{\circ}\text{C:} \quad Q_o = 2,840 \cdot \frac{18-0}{18-(-41)} = 0,866, \text{ Гкал/ч}$$

$$\Sigma Q = 0,866 + 0,2 = 1,066, \text{ Гкал/ч}$$

$$\text{Для } t_{нв} = -5 \text{ }^{\circ}\text{C:} \quad Q_o = 2,840 \cdot \frac{18-(-5)}{18-(-41)} = 1,107, \text{ Гкал/ч}$$

$$\Sigma Q = 1,107 + 0,2 = 1,307, \text{ Гкал/ч}$$

$$\text{Для } t_{нв} = -10 \text{ }^{\circ}\text{C:} \quad Q_o = 2,840 \cdot \frac{18-(-10)}{18-(-41)} = 1,384, \text{ Гкал/ч}$$

$$\Sigma Q = 1,384 + 0,2 = 1,584, \text{ Гкал/ч}$$

$$\text{Для } t_{нв} = -15 \text{ }^{\circ}\text{C:} \quad Q_o = 2,840 \cdot \frac{18-(-15)}{18-(-41)} = 1,588, \text{ Гкал/ч}$$

$$\Sigma Q = 1,588 + 0,2 = 1,788, \text{ Гкал/ч}$$

$$\text{Для } t_{нв} = -20 \text{ }^{\circ}\text{C:} \quad Q_o = 2,840 \cdot \frac{18-(-20)}{18-(-41)} = 1,892, \text{ Гкал/ч}$$

$$\Sigma Q = 1,829 + 0,2 = 2,029, \text{Гкал/ч}$$

$$\text{Для } t_{\text{нв}} = -25 \text{ }^{\circ}\text{C}: : Q_o = 2,840 \cdot \frac{18 - (-25)}{18 - (-41)} = 2,118, \text{Гкал/ч}$$

$$\Sigma Q = 2,118 + 0,2 = 2,318, \text{Гкал/ч}$$

$$\text{Для } t_{\text{нв}} = -30 \text{ }^{\circ}\text{C}: : Q_o = 2,840 \cdot \frac{18 - (-30)}{18 - (-41)} = 2,311, \text{Гкал/ч}$$

$$\Sigma Q = 2,311 + 0,2 = 2,511, \text{Гкал/ч}$$

$$\text{Для } t_{\text{нв}} = -35 \text{ }^{\circ}\text{C}: : Q_o = 2,840 \cdot \frac{18 - (-35)}{18 - (-41)} = 2,551, \text{Гкал/ч}$$

$$\Sigma Q = 2,551 + 0,2 = 2,751, \text{Гкал/ч}$$

$$\text{Для } t_{\text{нв}} = -41 \text{ }^{\circ}\text{C}: : Q_o = 2,840 \cdot \frac{18 - (-41)}{18 - (-41)} = 2,840, \text{Гкал/ч}$$

$$\Sigma Q = 2,840 + 0,2 = 3,040, \text{Гкал/ч}$$

Полученные данные сводим в таблицу 1.4.

Таблица 1.4 – Значения часовых расходов тепла при текущих температурах.

$t_{\text{нв}}, ^{\circ}\text{C}$	$n, \text{ч}$	$Q_o,$ Гкал/ч	$Q_{\text{ср(гвс)}}, \text{Гкал/ч}$	$\Sigma Q, \text{Гкал/ч}$
8	5736	0,481	0,43	0,911
5	5023	0,626	0,43	1,056
0	4177	0,866	0,43	1,296
-5	3313	1,107	0,43	1,537
-10	2451	1,348	0,43	1,778
-15	1578	1,588	0,43	2,018
-20	917	1,829	0,43	2,259

Продолжение таблицы 1.4

-25	489	2,118	0,43	2,548
-30	222	2,311	0,43	2,741
-35	78	2,551	0,43	2,981
-41	18	2,840	0,43	3,270

График тепловых нагрузок по продолжительности требуется для определения годового количества потребленной тепловой энергии $Q_{\text{год}}$ для конкретного района теплоснабжения. По годовому расходу тепловой энергии рассчитывается расход натурального топлива.

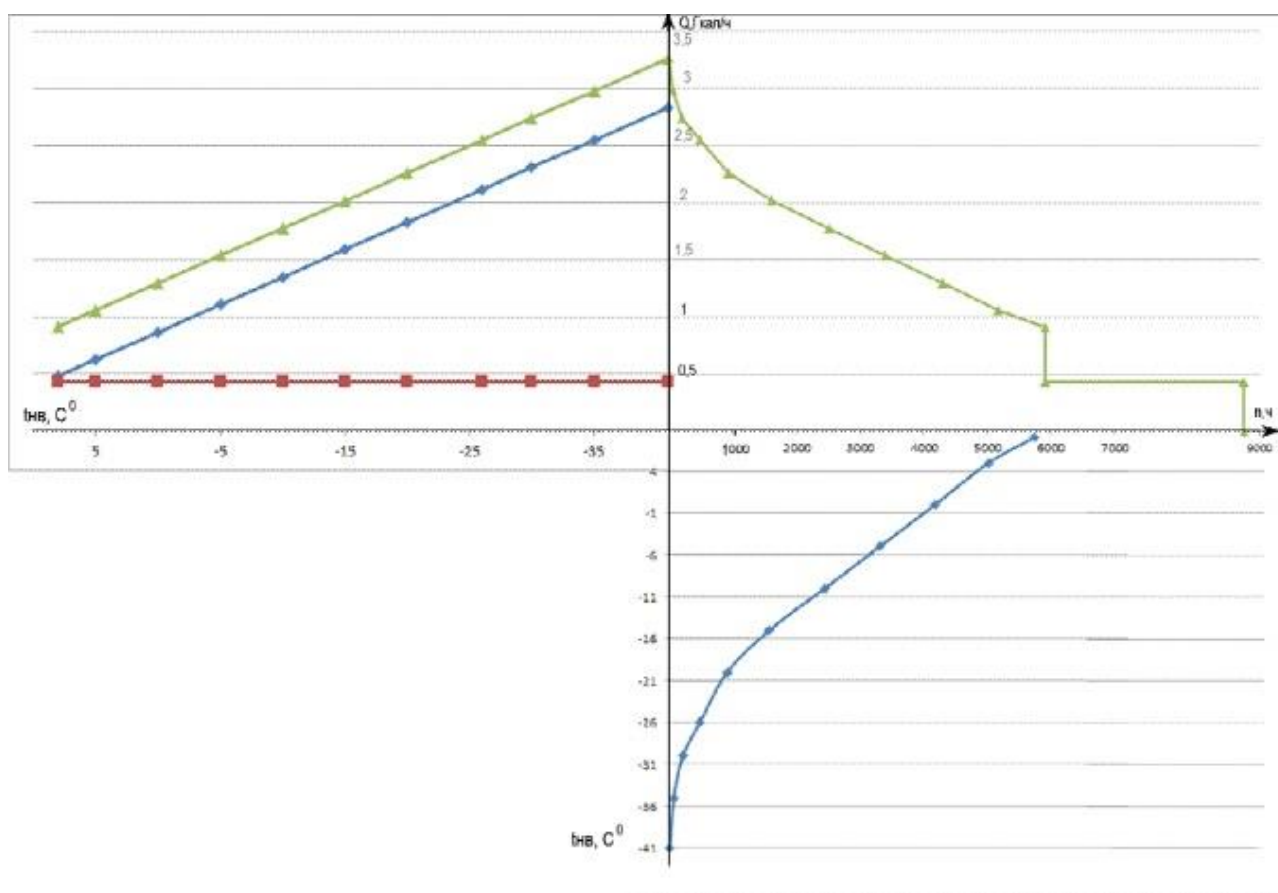


График 1 – График тепловых нагрузок по продолжительности.

1.6 Расчет расхода условного и натурального топлива.

Условия для расчета [23]: - КПД котельной $\eta_k = 83\%$

- низшая рабочая теплопроводная способность

топлива $Q_n^p = 5100 \text{ ккал} / \text{кг}$

$$B_{y.m.} = b_{y.m.}^T \cdot Q_{\text{год}}, \text{ кг у.т.} \quad (1.12)$$

где $Q_{\text{год}}$ - количество отпущенной теплоты потребителям микрорайона, Гкал;

$b_{y.m.}^T$ - удельный расход условного топлива на выработку теплоты на ТЭЦ или в районной котельной без учета потерь во внутренних коммуникациях [23].

$$b_{y.m.}^T = \frac{10^6}{7000 \cdot \eta_k} = \frac{142,8}{\eta_k}, \text{ кг у.т.} / \text{Гкал} \quad (1.13)$$

Удельный расход условного топлива для средневзвешенного КПД котельной $\eta_k = 82\%$

$$b_{y.m.}^T = \frac{142,8}{0,82} = 174,15, \text{ кг у.т.} / \text{Гкал} \quad (1.14)$$

Абсолютный расход условного топлива [23]:

$$B_{y.m.} = 174,15 \cdot 7122,68 \cdot 10^{-3} = 1240,41, \text{ т у.т.}$$

Расчет натурального топлива через условное [23]:

$$B_{\text{нат}} = \frac{B_{y.m.}}{\mathcal{E}}, \text{ т н.т.} \quad (1.15)$$

где $B_{\text{нат}}$ - потребность котельной в натуральном топливе;

$B_{y.m.}$ - потребность котельной в условном топливе;

$\mathcal{E}$ – калорийный эквивалент топлива [23]:

$$\mathcal{E} = \frac{Q_n^p}{Q_{n.y.m.}^p} = \frac{5100}{7000} = 0,729 \quad (1.16)$$

где Q_n^p - низшая теплота сгорания натурального топлива, ккал/кг;

$Q_{н.у.т.}^p$ - низшая теплота сгорания условного топлива, ккал/кг.

Расход натурального топлива без учета потерь тепла в тепловой сети и собственных нужд в котельной:

$$B_{nat} = \frac{1240,41}{0,729} = 1701,52 \text{ т н.т.}$$

1.7 Выбор регулирования отпуска тепла в тепловые сети.

В системах централизованного теплоснабжения регулирование отпуска теплоты в зависимости от изменяющейся потребности в ней присоединенных систем теплоиспользования осуществляется, как двухступенчатое. Регулирование отпуска тепла повышает качество теплоснабжения, сокращает перерасход тепловой энергии и топлива. Существует несколько методов регулирования. Рассмотрим несколько из них.

Центральное регулирование (первая ступень) выполняется на теплоисточнике (котельной, ТЭЦ) по виду нагрузки, который преобладает у большинства потребителей (в основном это отопление, либо совместная нагрузка на отопление и ГВС), то есть регулирование отпуска теплоты от теплоисточника в его тепловые сети. По центральному регулированию определяется график изменения температур, а иногда и расход воды в подающих трубопроводах тепловых сетей.

Местное регулирование (вторая ступень) – это регулирование, которое осуществляется в местных индивидуальных тепловых пунктах. Здесь проводится дополнительная корректировка с учетом особенностей конкретного потребителя тепла. В соответствии со способами местного регулирования определяются расходы сетевой воды при ее заданных температурах в подающих трубопроводах, необходимые для отпуска количества теплоты, требуемых системами теплоиспользования каждого здания. Затем по группам зданий, снабжаемых теплотой через рассматриваемый участок сетей,

получаются необходимые при данном режиме расходы воды в подающих трубопроводах соответствующих участков. Режим, при котором данные расходы являются максимальными в годовом разрезе, называются расчетным, а получаемые применительно к нему расходы воды по участкам являются исходными для гидравлических расчетов сетей, в частности при определении диаметров труб по участкам.

Центральное качественное регулирование – основная система при автоматизации абонентских вводов в городах. Чтобы при применении количественного регулирования работа отопительных установок в жилых и общественных зданиях была качественной, нужно чтобы эти установки были присоединены к тепловой сети по независимой схеме. Так как только при этих схемах присоединения в местных отопительных установках может поддерживаться расчетный расход воды независимо от ее расхода из тепловой сети. В данном микрорайоне схема присоединения абонентских установок – независимая, следовательно, применим центральное качественное регулирование.

Центральное регулирование разнородной нагрузки производится по отопительной, если нагрузка на отопление выше или по совмещенной нагрузке отопления и ГВС

Необходимо проверить условие $\frac{Q_{cp(гвс)}}{Q_o} < 15\% [21]$.

Так как $\frac{0,399}{2,84} = 0,14 < 15\%$, значит, регулирование будем вести по

отопительной нагрузке. Расход воды в отопительных системах не изменяется в период отопительного сезона при центральном качественном регулировании.

1.8 Расчет температурных графиков сетевой воды.

При качественном регулировании отопительной нагрузки задача расчета состоит в определении температуры сетевой воды в зависимости от тепловой нагрузки. При постоянном эквиваленте в тепловой сети, т.е. $W_0=1$ [35].

Температура сетевой воды в подающем трубопроводе [21]:

$$\tau_1 = t_{\text{вн}} + \Delta t'_o \bar{Q}_o^{0,8} + (\delta t'_o - 0,5\Theta') \bar{Q}_o, ^\circ\text{C} \quad (1.17)$$

Температура воды после отопительной установки [21]:

$$\tau_{2,o} = t_{\text{вн}} + \Delta t'_o \bar{Q}_o^{0,8} - 0,5\Theta' \cdot \bar{Q}_o, ^\circ\text{C} \quad (1.18)$$

Температура воды после смесительного устройства на вводе [21]:

$$\tau_3 = t_{\text{вн}} + \Delta t'_o \bar{Q}_o^{0,8} + 0,5\Theta' \cdot \bar{Q}_o, ^\circ\text{C} \quad (1.19)$$

Температурный напор в нагревательных системах [21]:

$$\Delta t'_o = \frac{\tau'_3 + \tau'_{2,o}}{2} - t_{\text{нв}} = \frac{95 + 70}{2} - 18 = 64,5^\circ\text{C} \quad (1.20)$$

где $t_{\text{нв}}$ - расчетная температура наружного воздуха внутри помещения.

Перепад температур сетевой воды [21]:

$$\delta t'_o = \tau'_1 - \tau'_{2,o} = 130 - 70 = 60^\circ\text{C} \quad (1.21)$$

Перепад температур в отопительных сезонах [21]:

$$\Theta' = \tau'_3 - \tau'_{2,o} = 95 - 70 = 25^\circ\text{C} \quad (1.22)$$

Относительная отопительная нагрузка [21]:

$$\bar{Q}_o = \frac{t_{\text{в}} - t_{\text{н}}}{t_{\text{в}} - t_o^p} \quad (1.23)$$

Проведем расчет температурных графиков, используя программу на языке Паскаль «TGR». Блок-схема показана на рисунке 1.1.

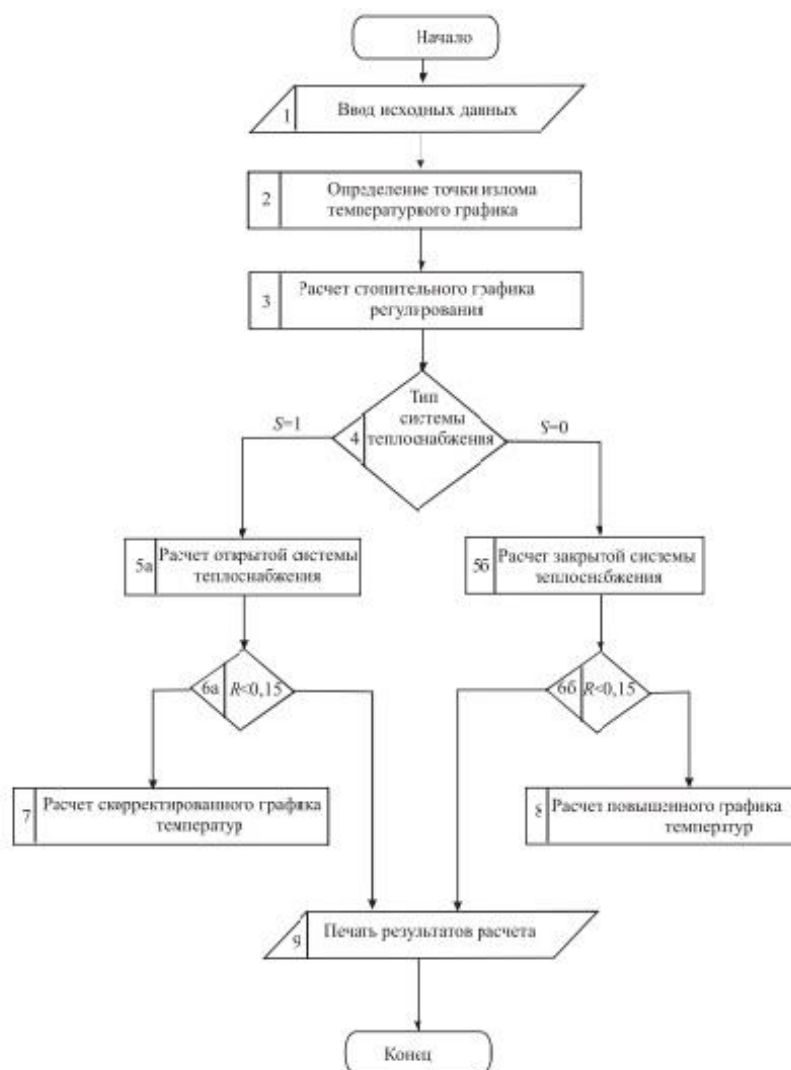


Рисунок 1.1 – Блок-схема расчета температурных графиков сетевой воды.

Порядок составления файла исходных данных для расчета температурного отопительного графика при качественном регулировании [21]:

1-я строка:

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

2-я строка:

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

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

3-я строка:

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

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

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

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

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

$m[5,3]$ – расчетная температура воды после смешения, °C;

4-я и 5-я строка:

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

Файл с исходными данными:

```
1
1 0
50 -41 18 130 70 95
8 7 6 5 4 3 2 1 0 -1 -2 -3 -4 -5 -6 -7 -8 -9 -10
-11 -12 -13 -14 -15 -16 -17 -18 -19 -20 -21 -22
-23 -24 -25 -26 -27 -28 -29 -30 -31 -32 -33 -34
-35 -36 -37 -38 -39 -40 -41
```

Полученные данные сводим в таблицу П.1 приложения А.

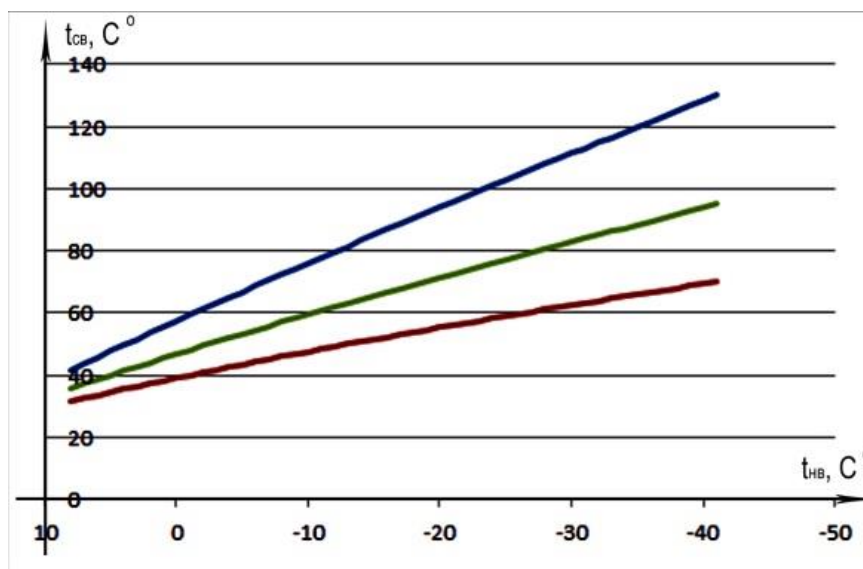


График 1.2 – График температур качественного регулирования отопительной нагрузки

1.9 Гидравлический расчет тепловой сети

Основные задачи.

Основными задачами гидравлического расчета при проектировании тепловых сетей является определение диаметров труб по заданным расходам теплоносителя и располагаемым перепадам давлений во всей сети или отдельных ее участках.

В дальнейших процессах эксплуатации тепловых сетей возникает необходимость определения расходов теплоносителя на участках сети или давлений в отдельных точках при изменении гидравлических режимов.

Исходя из этого, можно выделить 4 основные задачи гидравлического расчета [21]:

- Определить диаметры трубопровода;
- Определить падение давления (напора);
- Установить величины давлений (напора) в различных точках сети;
- Увязка всех точек системы при статическом и динамическом режимах с целью обеспечения допустимых давлений и требуемых напоров в сети и абонентских системах.

Проведя гидравлический расчет, можно определить данные для решения следующих задач[21]:

- определить капиталовложения, расход металлов (труб) и основного объема работ по сооружению тепловой сети;
- установить характеристики циркуляционных и подпиточных насосов, количества насосов и их размещения;
- выяснить условия работы тепловой сети и абонентских систем и выбор схем присоединения абонентских установок к тепловой сети;
- выбрать авторегуляторы для тепловой сети и абонентских вводов;

- разработать режимов эксплуатации.

Чтобы провести гидравлический расчет нужны заданные схемы и профиль тепловых сетей, указаны размещения станций и потребителей, расчетные нагрузки.

Для того чтобы приступить к гидравлическому расчету необходимо определить расход сетевой воды.

Расчетный расход сетевой воды на отопление [21]:

$$G_o = \frac{Q_o}{c \cdot (\tau_{10}^p - \tau_{20}^p)}, \frac{\text{кг}}{\text{ч}} \quad (1.24)$$

где Q_o – расчетная нагрузка на отопление, $\text{Гкал} / \text{ч}$;

c – теплоемкость воды и равна $1 \frac{\text{ккал}}{\text{кг} \cdot ^\circ\text{C}}$;

τ_{10}^p, τ_{20}^p – температура сетевой воды в подающей и обратной линиях.

Расчетный максимальный расход сетевой воды на ГВС [21]:

$$G_{\text{гвс}}^{\text{max}} = \frac{0,55 \cdot Q_{\text{гвс}}^{\text{max}}}{c \cdot (\tau_{10}^p - \tau_{20}^p)}, \frac{\text{кг}}{\text{ч}} \quad (1.25)$$

где $Q_{\text{гвс}}^{\text{max}}$ – расчетная максимальная нагрузка на ГВС, $\text{Гкал} / \text{ч}$.

Проведем гидравлический расчет для систем отопления и горячего водоснабжения, используя программу на языке Паскаль «TGR». Блок-схема показана на рисунке 1.2.

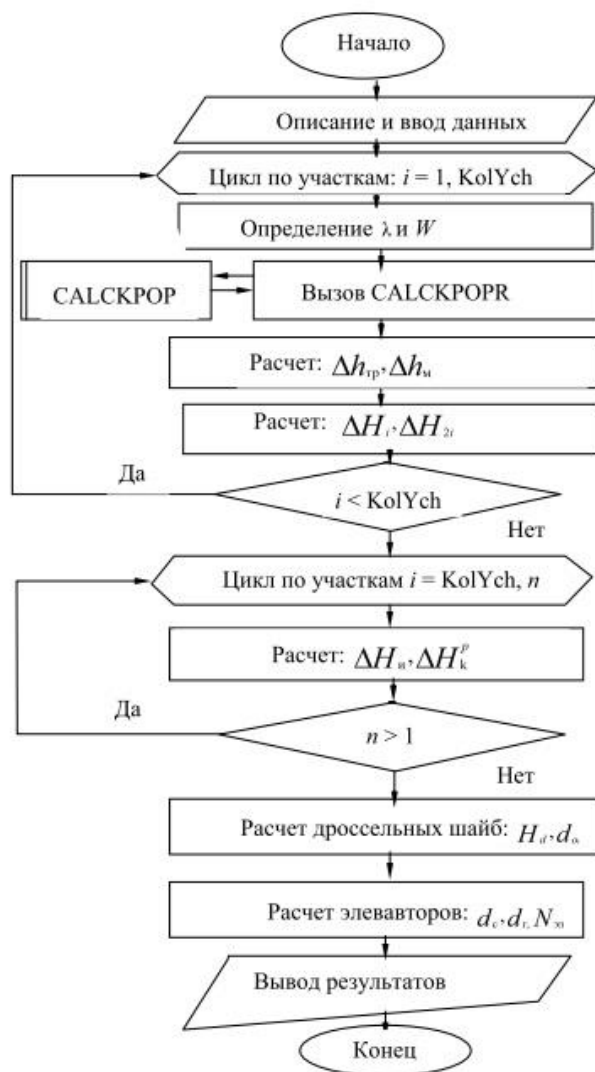


Рис. 1.2 – Блок-схема гидравлического расчета систем отопления и ГВС.

Порядок составления файла исходных данных для гидравлического расчета [21]:

1-я строка:

m[1,1] – количество участков тепловой сети;

2-я строка:

m[1,2] – плотность сетевой воды, кг/м³;

m[2,2] – вязкость сетевой воды, м²/с;

m[3,2] – располагаемый напор на начальном участке сети, м;

m[4-6,2] – температуры сетевой воды соответственно в подающей, обратной линиях и во внутренней системе теплопотребителя, о С;

3-я строка:

Задается исходная информация для первого участка.

$m[1,3]$ – номер участка;

$m[2,3]$ – количество предыдущих участков тепловой сети;

$m[3,3]$ – массив номеров предыдущих участков (если предыдущие участки отсутствуют, то можно ограничиться одним элементом массива – $m[3,3] = 0$);

$m[4,3]$ – внутренний диаметр трубопровода на участке, м;

$m[5,3]$ – длина участка, м;

$m[6,3]$ – коэффициент эквивалентной шероховатости, мм;

$m[7,3]$ – сумма коэффициентов местных сопротивлений на участке;

$m[8,3]$ – расход сетевой воды на участке, т/ч;

$m[9,3]$ – сопротивление внутренней системы теплопотребителя, м;

$m[10,3]$ – задается тип присоединения потребителей к конечным участкам (0 – безэлеваторное присоединение, 1 – элеваторное);

4-я и все следующие строки содержат информацию о характеристиках участков №№ 2–51. Порядок их формирования аналогичен структуре 3-й строки.

Файл с исходными данными гидравлического расчета на отопление:

51									
950.7		0.252e-6		45	130	70	95		
1	0	0		0.050	350	0.7	0.937	3.62	0 0
2	0	0		0.032	22	0.7	0.5	0.03	0 0
3	2	1	2	0.032	95	0.7	0.826	3.65	0 0
4	0	0		0.040	98	0.7	0.4	1.60	0 0
5	0	0		0.032	22	0.7	0.5	0.53	0 0
6	2	4	5	0.080	19	0.7	0.6	2.13	0 0
7	0	0		0.070	61	0.7	0.5	1.07	0 0
8	2	6	7	0.040	96	0.7	0.804	3.20	0 0
9	0	0		0.100	7	0.7	0.5	1.32	0 0
10	2	8	9	0.125	77	0.7	1.925	4.52	0 0
11	2	3	10	0.175	219	0.7	0.636	8.17	0 0
12	0	0		0.080	58	0.7	0.5	4.17	0 0
13	0	0		0.040	13	0.7	0.5	2.82	0 0
14	2	12	13	0.080	70	0.7	0.5	6.99	0 0
15	0	0		0.032	25	0.7	0.5	1.15	0 0
16	2	14	15	0.080	93	0.7	0.302	8.14	0 0

17	2	11	16	0.080	14	0.7	0.5	16.31	0	0
18	0	0		0.250	45	0.7	0.5	24.45	0	0
19	2	17	18	0.300	100	0.7	0.51	40.76	0	0
20	0	0		0.125	70	0.7	0.3	3.05	0	0
21	0	0		0.032	10	0.7	0.5	0.32	0	0
22	2	20	21	0.100	19	0.7	0.3	3.37	0	0
23	0	0		0.125	36	0.7	0.5	2.87	0	0
24	2	22	23	0.050	160	0.7	0.3	6.24	0	0
25	0	0		0.080	60	0.7	0.5	1.1	0	0
26	2	24	25	0.150	85	0.7	5.5	7.34	0	0
27	2	19	26	0.300	303	0.7	0.51	48.1	0	0
28	0	0		0.040	25	0.7	0.4	4.95	0	0
29	0	0		0.080	14	0.7	0.5	0.7	0	0
30	2	28	29	0.040	13	0.7	0.4	5.65	0	0
31	0	0		0.050	25	0.7	0.5	4.13	0	0
32	2	30	31	0.080	52	0.7	0.3	9.78	0	0
33	0	0		0.032	37	0.7	0.5	0.05	0	0
34	2	32	33	0.080	48	0.7	0.3	9.83	0	0
35	2	27	34	0.300	38	0.7	1.3	57.93	0	0
36	0	0		0.032	144	0.7	0.3	0.12	0	0
37	2	35	36	0.250	50	0.7	0.3	58.05	0	0
38	0	0		0.040	7	0.7	0.5	0.48	0	0
39	2	37	38	0.250	77	0.7	0.336	58.53	0	0
40	0	0		0.300	3	0.7	0.5	0.25	0	0
41	2	39	40	0.150	58	0.7	0.3	58.78	0	0
42	0	0		0.040	13	0.7	0.4	3.93	0	0
43	0	0		0.080	70	0.7	0.4	6.2	0	0
44	2	42	43	0.100	219	0.7	5.5	10.13	0	0
45	2	41	44	0.300	70	0.7	0.54	68.91	0	0
46	0	0		0.032	25	0.7	0.5	0.27	0	0
47	2	45	46	0.300	93	0.7	0.5	69.18	0	0
48	0	0		0.032	13	0.7	0.5	0.67	0	0
49	2	47	48	0.300	100	0.7	0.36	69.85	0	0
50	0	0		0.032	22	0.7	0.4	2.55	0	0
51	2	49	50	0.300	160	0.7	1.3	72.4	0	0

Файл с исходными данными гидравлического расчета на ГВС:

51										
984.4		0.252e-6		35	60	55	60			
1	0	0		0.032	350	1.0	0.4	0.400	0	0
2	0	0		0.032	22	1.0	0.5	0.083	0	0
3	2	1	2	0.032	95	1.0	0.4	0.483	0	0
4	0	0		0.032	98	1.0	0.413	0.083	0	0
5	0	0		0.032	22	1.0	0.5	0.280	0	0
6	2	4	5	0.032	19	1.0	0.626	0.360	0	0
7	0	0		0.040	61	1.0	0.5	0.083	0	0
8	2	6	7	0.032	96	1.0	0.4	0.443	0	0
9	0	0		0.040	7	1.0	0.5	0.280	0	0
10	2	8	9	0.032	77	1.0	2.33	0.723	0	0
11	2	3	10	0.032	219	1.0	0.505	1.206	0	0
12	0	0		0.032	58	1.0	0.334	0.400	0	0
13	0	0		0.032	13	1.0	0.5	0.400	0	0
14	2	12	13	0.032	70	1.0	0.3	0.800	0	0
15	0	0		0.032	25	1.0	0.5	0.280	0	0

16	2	14	15	0.032	93	1.0	1.06	1.080	0 0
17	2	11	16	0.050	14	1.0	0.5	2.286	0 0
18	0	0		0.050	45	1.0	0.5	3.366	0 0
19	2	17	18	0.070	100	1.0	0.7	5.652	0 0
20	0	0		0.070	70	1.0	0.848	0.400	0 0
21	0	0		0.080	10	1.0	0.5	3.350	0 0
22	2	20	21	0.070	19	1.0	0.413	3.750	0 0
23	0	0		0.040	36	1.0	0.5	0.400	0 0
24	2	22	23	0.070	160	1.0	0.3	4.150	0 0
25	0	0		0.032	60	1.0	0.5	0.280	0 0
26	2	24	25	0.050	85	1.0	1.97	4.430	0 0
27	2	19	26	0.080	303	1.0	0.45	10.082	0 0
28	0	0		0.032	25	1.0	0.5	0.400	0 0
29	0	0		0.050	14	1.0	0.5	2.530	0 0
30	2	28	29	0.050	13	1.0	0.3	2.930	0 0
31	0	0		0.050	25	1.0	0.5	5.020	0 0
32	2	30	31	0.080	52	1.0	0.5	7.950	0 0
33	0	0		0.032	37	1.0	0.5	0.083	0 0
34	2	32	33	0.080	48	1.0	2.015	8.033	0 0
35	2	27	34	0.100	38	1.0	1.3	18.115	0 0
36	0	0		0.032	144	1.0	0.5	0.280	0 0
37	2	35	36	0.100	50	1.0	0.402	18.395	0 0
38	2	35	37	0.032	7	1.0	0.5	0.280	0 0
39	2	37	38	0.100	77	1.0	0.413	18.675	0 0
40	0	0		0.032	3	1.0	0.5	0.280	0 0
41	2	39	40	0.100	58	1.0	0.626	18.955	0 0
42	0	0		0.040	13	1.0	0.5	2.800	0 0
43	0	0		0.032	70	1.0	0.5	0.800	0 0
44	2	42	43	0.050	219	1.0	5.5	3.600	0 0
45	2	41	44	0.100	70	1.0	0.4	22.555	0 0
46	0	0		0.040	25	1.0	0.5	0.200	0 0
47	2	45	46	0.100	93	1.0	0.4	22.755	0 0
48	0	0		0.032	13	1.0	0.5	0.200	0 0
49	2	47	48	0.100	100	1.0	0.3	22.955	0 0
50	0	0		0.032	22	1.0	0.5	0.400	0 0
51	2	49	50	0.100	160	1.0	0.32	23.155	0 0

Результаты гидравлического расчета отопления и горячего водоснабжения сведены в таблицы П.1 – П.3 приложения Б.

1.10 Построение пьезометрических графиков и подбор насосов

Построение пьезометрического графика позволяет наглядно определить напор и располагаемый напор в каждой точке сети.

Порядок построения пьезометрического графика [21]:

1. Вычерчивается однолинейная схема тепловой сети в масштабе.
2. От условной линии отсчета наносится рельеф местности. Для этого откладываются геодезические отметки местности Z , которые нанесены на схему

тепловой сети. При этом минимальная отметка Z принимается за относительный ноль. Принимается, что ось трубопровода сети совпадает с рельефом местности.

3. Откладывается высота всасывания $H_{\text{вс}}$ сетевых насосов от оси трубопровода. Высота всасывания эквивалентна напору в обратном трубопроводе на всасывании сетевых насосов и может быть принята в пределах 15-30 м в.ст.

4. Откладывается напор сетевых насосов $\Delta H_{\text{сн}}$, и фиксируется располагаемый напор на коллекторах ТЭЦ или котельной.

5. Строятся линии напоров в подающем и обратном трубопроводах подающей и обратном трубопроводах главной магистрали. На графике показываются значения располагаемых напоров (перепадов давления) на ЦТП и в точках присоединения ответвлений - $\Delta H_{\text{цтп}}$, $\Delta H_{\text{отв}}$.

6. Выбирается величина статического давления, и на пьезометрическом графике наносится линия статического напора или напора, развиваемого подпиточным насосом.

Построим пьезометрический график после реконструкции для основного циркуляционного кольца системы отопления, в которое вошли участки № 1, 2, 3, 11, 17, 18, 19, 27, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51. До реконструкции от котельной «Гора» участки № 12, 13, 14, 15, 16 и от котельной «Тельмана» участки № 42, 43, 44.

Построенные пьезометрические графики вынесены в приложение В.

1.11 Расчет и выбор оборудования котельной

Для перекачки теплоносителя требуется установить сетевой и подпиточный насосы. Установка сетевых насосов требуется для доведения теплоносителя до потребителей. Подпиточный насос выполняет функцию восполнения потерь воды в тепловых сетях, а также выполняют роль в

восполнении расхода сетевой воды, забираемой на горячее водоснабжение. Для выбора насосов требуется рассчитать их напор.

Напор сетевого насоса [21]:

$$H_{CH} = \Delta H_{под} + \Delta H_{обр} + \Delta H_{ист} + \Delta H_{аб}, м в.ст. \quad (1.26)$$

где $\Delta H_{под}$ - потери давления в подающем трубопроводе., м;

$\Delta H_{обр}$ - потери давления в обратном трубопроводе (равны $\Delta H_{под}$), м;

$\Delta H_{ист}$ - потери напора в установках на источнике теплоты, м;

$\Delta H_{аб}$ - потери напора в местной системе теплопотребления, м.

$$H_{CH} = 45 + 15 + 25 + 15 = 100 \text{ м в.ст.}$$

Подбираем сетевой насос типа КМ-100-65-250 с характеристиками [1]:

- подача $V = 100 \text{ м}^3/\text{час}$;
- напор $H = 80 \text{ м в. ст.}$;
- мощность двигателя – 55 кВт;
- допустимый кавитационный запас не более 4,5 м;
- частота вращения – 2900 об/мин
- центробежный, консольный одноступенчатый с односторонним подводом жидкости к рабочему колесу.

Напор подпиточного насоса [21]:

$$\Delta H_{CH} = H_{CH} - \Delta H_{III} \quad (1.27)$$

где $\Delta H_{III} = 45 \text{ м в.ст.}$

$$\Delta H_{CH} = 102,711 - 45 = 57,711 \text{ м в.ст.}$$

Подбираем подпиточный насос типа КМ 40-32-160 с характеристиками [1]:

- подача $V = 6 \text{ м}^3/\text{час}$;
- напор $H = 28 \text{ м в. ст.}$;
- допустимый кавитационный запас не более 4,5 м;

- мощность двигателя – 1,1 КВт.
- Моноблочный насос с габаритами 355х216х270 мм, не более 22 кг.

2. Нормативные потери теплоты

Расчет нормативов для тепловой сети производится по инструкции [16]. Для каждой организации, которая использует тепловые сети для передачи тепловой энергии потребителям, разрабатываются нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии.

Определить нормативные потери теплоты за отопительный период при:

- протяженности двухтрубной тепловой сети на отопление 3378 м, на ГВС 3603 м;
- средней температуре грунта за отопительный период 3,3°C;
- средней температуре наружного воздуха за отопительный период -9,8 °C;
- среднегодовой температуре теплоносителя в подающем трубопроводе 65°C, в обратном 50°C;
- продолжительности отопительного периода 239 суток;
- температуре холодной воды за отопительный период 5 °C.

Нормативные значения потерь теплоносителя за год с его нормируемой утечкой [16]:

$$G_{\text{ут.н.}} = a \cdot V_{\text{год}} \cdot n_{\text{год}} \cdot 10^{-2} = m_{\text{ут.год.н.}} \cdot n_{\text{год}}, \text{м}^3, \quad (2.1)$$

где a – норма среднегодовой утечки теплоносителя, $\text{м}^3/\text{чм}^3$, 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;

$V_{\text{год}}$ – среднегодовая емкость трубопроводов тепловых сетей, эксплуатируемых теплосетевой организацией, м^3 ;

$n_{\text{год}}$ – продолжительность функционирования тепловых сетей в году, ч;

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

Значение среднегодовой емкости трубопроводов тепловых сетей, м³[22]:

$$V_{\text{год}} = \frac{V_{\text{от}} \cdot n_{\text{от}} + V_{\text{л}} \cdot n_{\text{л}}}{n_{\text{от}} + n_{\text{л}}} = \frac{V_{\text{от}} \cdot n_{\text{от}} + V_{\text{л}} \cdot n_{\text{л}}}{n_{\text{год}}} \quad (2.2)$$

где $V_{\text{от}}$ и $V_{\text{л}}$ – емкость трубопроводов тепловых сетей в отопительном и неотопительном периодах (принимается $V_{\text{от}} = V_{\text{л}}$), м³;

$n_{\text{от}}$ и $n_{\text{л}}$ – продолжительность функционирования тепловых сетей в отопительном и неотопительном периодах, ч.

Нормативные технологические потери и затраты тепловой энергии при ее передаче включают:

- потери и затраты тепловой энергии, обусловленные потерями и затратами теплоносителя;
- потери тепловой энергии теплопередачей через изоляционные конструкции теплопроводов и оборудование тепловых сетей.

Определение нормативных технологических потерь тепловой энергии обусловленных потерями теплоносителя[16]:

$$Q_{\text{у.н.}} = m_{\text{ут.год.н.}} \cdot \rho_{\text{год}} \cdot c \cdot [b \cdot \tau_{1\text{год}} + (1+b) \tau_{2\text{год}} - \tau_{\text{х год}}] \cdot n_{\text{год}} \cdot 10^{-6}, \text{Гкал / год} \quad (2.3)$$

где $\rho_{\text{год}}$ – среднегодовая плотность теплоносителя при средней температуре теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети, кг/м³;

b – доля массового расхода теплоносителя, теряемого подающим трубопроводом тепловой сети (при отсутствии данных можно принимать от 0,5 до 0,75);

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

$\tau_{x, \text{год}}$ – среднегодовое значение температуры исходной воды, подаваемой на источник теплоснабжения и используемой для подпитки тепловой сети, $^{\circ}\text{C}$;

c – удельная теплоемкость теплоносителя, $\text{ккал}/(\text{кг} \cdot ^{\circ}\text{C})$.

Если отсутствуют данные о температуре холодной воды допустимо принимать $\tau_{x, \text{от}} = 5^{\circ}\text{C}$, $\tau_{x, \text{л}} = 15^{\circ}\text{C}$.

Определение нормативных значений часовых тепловых потерь для среднегодовых (среднесезонных) условий эксплуатации трубопроводов тепловых сетей, производится в зависимости от года проектирования теплопроводов, приложения [16]:

- спроектированных с 1959 г. по 1989 г. включительно;
- спроектированных с 1990 г. по 1997 г. включительно;
- спроектированных с 1998 г. по 2003 г. включительно;
- спроектированных с 2004 г.

Значения часовых тепловых потерь по проектным нормам для среднегодовых условий функционирования тепловой сети для теплопроводов надземной прокладки [16]:

✓ по подающим и обратным трубопроводам определяются отдельно:

$$Q_{\text{из.н.год.п}} = \sum_1^i (q_{\text{из.н.п.}} \cdot l \cdot \beta) \cdot 10^{-6}, \text{Гкал/ч} \quad (2.4)$$

$$Q_{\text{из.н.год.о}} = \sum_1^i (q_{\text{из.н.о.}} \cdot l \cdot \beta) \cdot 10^{-6}, \text{Гкал/ч} \quad (2.5)$$

✓ подземной - вместе:

$$Q_{\text{из.н.год}} = \sum_1^i (q_{\text{из.н.}} \cdot l \cdot \beta) \cdot 10^{-6}, \text{Гкал/ч} \quad (2.6)$$

где $q_{\text{из.н.п.}}$, $q_{\text{из.н.о.}}$ – удельные часовые тепловые потери трубопроводами каждого диаметра, определенные пересчетом табличных значений норм

удельных часовых тепловых потерь на среднегодовые (среднесезонные) условия эксплуатации, ккал/чм;

L – длина участка трубопроводов тепловой сети, м;

β – коэффициент местных тепловых потерь, учитывающий тепловые потери запорной и другой арматурой, компенсаторами и опорами (принимается 1,2 при диаметре трубопроводов до 150 мм и 1,15 – при диаметре 150 мм и более, а также при всех диаметрах трубопроводов бесканальной прокладки, независимо от года проектирования).

Пример расчета нормативных тепловых потерь трубопровода отопления и ГВС для жилого дома по адресу ул. П. Морозова, 7.

Исходные данные:

- Условный диаметр подающего и обратного трубопроводов – отопление 80мм, ГВС 32 мм;
- Длина теплотрассы– 70м;
- Способ прокладки – надземная на опорах;
- Год постройки теплотрассы ориентировочно – 2006.
- Среднегодовые значения температур в подающей и обратной линии соответственно 65°C и 50°C на отопление, 55°C и 50°C на ГВС.
- Продолжительность функционирования тепловых сетей отопительного периода 5736 час.
- Продолжительность функционирования тепловых сетей неотопительного периода 3024 час.
- Годовая продолжительность работы тепловых сетей 8760 час.

Нормативные значения потерь теплоносителя за год с его нормируемой утечкой:

– Отопление

$$G_{\text{ут.н.}} = 0,29 \cdot 8760 = 2540,4, \text{ м}^3$$

– ГВС

$$G_{\text{ут.н.}} = 0,057 \cdot 8760 = 503,26, \text{ м}^3$$

$$m_{\text{ут.год.н.}} = \frac{0,25 \cdot 119,71}{100} = 0,29 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}} \text{ ГВС}$$

$$m_{\text{ут.год.н.}} = \frac{0,25 \cdot 22,98}{100} = 0,057 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$$

Значение среднегодовой емкости трубопроводов тепловых сетей:

➤ Отопление

$$V_{\text{год}} = \frac{95,56 \cdot 5736 + 24,15 \cdot 3024}{8760} = 119,71 \text{ м}^3$$

➤ ГВС

$$V_{\text{год}} = \frac{15,87 \cdot 5736 + 7,11 \cdot 3024}{8760} = 22,98 \text{ м}^3$$

Нормативные технологические потери тепловой энергии, обусловленные потерями теплоносителя:

➤ Отопление

$$Q_{\text{у.н.}} = 0,29 \cdot 984,47 \cdot 1 \cdot [0,7 \cdot 65 + (1 + 0,7) \cdot 50 - 8,5] \cdot 8760 \cdot 10^{-6} = 305,19 \text{ Гкал / год}$$

➤ ГВС

$$Q_{\text{у.н.}} = 0,057 \cdot 986,89 \cdot 1 \cdot [0,7 \cdot 65 + (1 + 0,7) \cdot 50 - 8,5] \cdot 8760 \cdot 10^{-6} = 60,12 \text{ Гкал / год}$$

Среднегодовая плотность теплоносителя при средней температуре теплоносителя [32] в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети:

– Отопление

– ГВС

$$\text{при } t_{\text{ср.от}} = \frac{65 + 50}{2} = 57,5^\circ \text{C равна}$$

$$\text{при } t_{\text{ср.от}} = \frac{55 + 50}{2} = 52,5^\circ \text{C равна}$$

$$\rho_{\text{год}} = 984,72 \text{ кг / м}^3$$

$$\rho_{\text{год}} = 986,89 \text{ кг / м}^3$$

Среднегодовое значение температуры холодной воды, подаваемой на источник теплоснабжения и используемой для подпитки тепловой сети:

$$t_{\text{х.год}} = \frac{t_{\text{х.от}} \cdot n_{\text{от}} + t_{\text{х.л.}} \cdot n_{\text{л}}}{n_{\text{от}} + n_{\text{л}}} = \frac{5 \cdot 5736 + 15 \cdot 3024}{5736 + 3024} = 8,5^\circ \text{C}$$

Нормативные значения часовых тепловых потерь для среднегодовых условий функционирования тепловой сети:

➤ Отопление

- подающий трубопровод: $Q_{из.н.год.п} = 46,76 \cdot 70 \cdot 1,2 \cdot 10^{-6} = 0,0039, Гкал / ч$
- обратный трубопровод: $Q_{из.н.год.п} = 31,16 \cdot 70 \cdot 1,2 \cdot 10^{-6} = 0,0026, Гкал / ч$

➤ ГВС

- подающий трубопровод: $Q_{из.н.год.п} = 33,32 \cdot 70 \cdot 1,2 \cdot 10^{-6} = 0,0027, Гкал / ч$
- обратный трубопровод: $Q_{из.н.год.п} = 21,6 \cdot 70 \cdot 1,2 \cdot 10^{-6} = 0,0018, Гкал / ч$

Удельные часовые потери трубопроводов потери трубопроводов, определенные пересчетом табличных значений норм удельных часовых потерь на среднегодовые условия функционирования тепловой сети, различных диаметров определяются в соответствии с инструкцией [16]. Для трубопроводов, расположенных на открытом воздухе и спроектированных в период с 2004 года, используем приложение 4 таблицу 4.1[16]. При продолжительности эксплуатации системы отопления и ГВС более 5000 ч/год для диаметра 80 мм (отопление) и 32 мм (ГВС) находим значения:

➤ Отопление

- подающий трубопровод: $q_{из.н.п.} = 46,76 \text{ ккал} / ч \cdot м$
- обратный трубопровод: $q_{из.н.о.} = 31,16 \text{ ккал} / ч \cdot м$

➤ ГВС

- подающий трубопровод: $q_{из.н.п.} = 33,32 \text{ ккал} / ч \cdot м$
- обратный трубопровод: $q_{из.н.о.} = 21,6 \text{ ккал} / ч \cdot м$

Аналогично проводим расчет всех участков теплоснабжения. Результаты расчета сводим в таблицу П.6 приложения Г.

3. Расчет и выбор теплообменника

Определение расчетных расходов теплоносителя и выбор типоразмеров подогревателей, смесительных устройств и насосных установок – есть основные задачи расчета систем теплоснабжения.

Так как пластинчатые теплообменники в наше время имеют широкое использование, то расчет можно свести к определению числа последовательно включенных ступеней подогрева (ходов) пластинчатого теплообменника и количества параллельно включенных каналов (пластин).

3.1 Принцип действия пластинчатых теплообменников

Пластинчатые теплообменники – разборные теплообменные аппараты, относятся к классу рекуперативных, у которых тонкие металлические штампованные пластины с гофрированной поверхностью – и есть поверхность теплообмена. Пластины изготавливаются из коррозионностойких сталей.

Пластинчатые теплообменники представляют собой разборные теплообменные аппараты. За счет гофрированной поверхности пластин усиливается турбулизация потоков рабочих сред, что в свою очередь приводит к повышению коэффициента теплоотдачи и уменьшению количества отложений и загрязнений на рабочих поверхностях. Пластины собираются в так называемый «единый пакет» и образуют каналы между собой, по которым течет теплоноситель, обменивающиеся тепловой энергией. Скорость движения теплоносителя в таких каналах 1-3 м/с, поэтому коэффициент теплоотдачи достигает до 3000-4000 (Вт/м²К), при сравнительно низких гидравлических сопротивлениях. Чтобы уплотнить межпластинные каналы используют прокладки из термостойкой резины (для разборных теплообменников). Они крепятся на пластине так, чтобы после сборки и сжатия в аппарате пластины образуют две системы герметичных межпластинных каналов, по которым протекают жидкости, участвующие в теплообмене.

В процессе теплообмена жидкости движутся навстречу друг другу (в противотоке), и горячая жидкость передает тепло через стенку пластины. Все пластины в пакете одинаковы, только развернуты одна относительно другой на 180 градусов, что обеспечивает чередование горячих и холодных каналов.

На рисунке П1.а приложения Д, схематично показано движение теплоносителей: I - пунктирными линиями, II – сплошными. Теплоноситель I поступает через штуцер 12 и движется по нечетным каналам (считая справа налево) уходя через штуцер 2. Пакет пластин зажимается между неподвижной головной плитой 3 и подвижной головной плитой 8.

3.2 Характеристики пластинчатых водоподогревателей

Пластинчатые теплообменники разделяют по степени доступности поверхности теплообмена для механической очистки и осмотра:

- разборные
- полуразборные (полусварные)
- неразборные (паянные и сварные)

Наиболее широко применяют разборные *пластинчатые теплообменники*, в которых пластины отделены одна от другой резиновыми уплотнениями. Монтаж и демонтаж этих аппаратов осуществляют достаточно быстро, очистка теплообменных поверхностей требует незначительных затрат труда.

Типовые ряды пластинчатых теплообменников:

- FP - разборные пластинчатые теплообменники с уплотнениями (стандартное исполнение)
- FPDW - пластинчатые теплообменники повышенной надежности (исполнение с двойной пластиной).
- FPG - полусварные пластинчатые теплообменники (сварные кассеты для агрессивных сред)

- FPSF - пластинчатые теплообменники пластинами типа «Free-Flow» (специальный широкий канал для сред, содержащих твердые частицы).

Для теплоснабжения выпускаются пластинчатые теплообменники: полуразборные (РС) с пластинами типа 0,5Пр и разборные (Р) с пластинами типа 0,3р и 0,6р [17].

В соответствии с каталогом ЦИНТИхимнефтемаш выпускаются теплообменники пластинчатые для теплоснабжения следующих типов: полуразборные (РС) с пластинами типа 0,5Пр и разборные (Р) с пластинами типа 0,3р и 0,6р.

Основные технические характеристики собраны в приложении П21 [33].

Условные обозначения теплообменного пластинчатого аппарата:

- первые буквы - тип аппарата - теплообменник Р (РС) разборный (полусварной),
- следующее - тип пластины,
- цифры - толщина пластины,
- площадь поверхности теплообмена аппарата (m^2),
- конструктивное исполнение (в соответствии с табл. П.21) [33],
- марка материала пластины и марка материала прокладки.

Обычно после условного обозначения приводится схема компоновки пластин.

Основываясь на уравнениях характеристики теплообменных аппаратов и на формулах гидравлических потерь, производится расчет теплообменника.

Параметр пластинчатого подогревателя [33]:

$$\Phi = \Phi_y \cdot x; \quad (3.1)$$

где x - число последовательно соединенных ступеней подогрева (ходов).

Пластины, которые приведены в приложении П21 [33], имеют один и тот же удельный параметр $\Phi_y = 1$

3.3 Расчет секционного теплообменника

Удельная безразмерная тепловая нагрузка [33]:

$$\varepsilon = \frac{Q}{W_m \cdot \nabla} \quad (3.2)$$

$$\nabla = \tau_1 - t_2 \quad (3.3)$$

$$Q = \varepsilon \cdot W_m \cdot \nabla \quad (3.4)$$

где Q- расчетная тепловая нагрузка, Гкал;

W- эквивалент расхода потока, $\text{кДж} / \text{с} \cdot \text{K}$;

τ_1, τ_2 - температура первичного потока на входе в теплообменник и на выходе из него;

t_1 и t_2 - температура вторичного потока на входе в теплообменник и на выходе из него.

Параметр теплообменника [33]:

$$x = \frac{\sqrt{\frac{W_m}{W_o}}}{\frac{1}{\varepsilon} - 0,35 \cdot \frac{W_m}{W_o} - 0,65} \quad (3.5)$$

Максимально возможная скорость теплоносителей (греющего и нагреваемого) в канале теплообменника [33]:

$$\omega_{\max} = 5,5 \left(\frac{\beta \cdot \Delta H_c}{c \cdot a \cdot L_{np} \cdot x} \right)^{0,57} \cdot \frac{d_{\text{э}}^{0,71}}{\nu^{0,14}}, \text{ м / с} \quad (3.6)$$

где ΔH_c - располагаемый напор в потоке теплоносителя перед теплообменником, м;

ν - кинематическая вязкость теплоносителя, $\text{м}^2/\text{с}$;

β - доля водоразбора из подающего трубопровода тепловой сети при температуре воды, соответствующей наружной температуре излома температурного графика (принимать 0,3-0,4);

a - постоянная величина, зависящая от типа пластины (по П21 [33]);

c – эксплуатационный коэффициент, учитывающий загрязнение пластин и деформацию вследствие разности давлений в теплообменивающих потоках (принимать 1,2-1,3).

Максимально возможный объёмный расход теплоносителя через один канал [33]:

$$V_k = \omega_{\max} \cdot f_k, \text{ м}^3/\text{с} \quad (3.7)$$

где f_k - средняя площадь поперечного сечения канала, м^2 .

Необходимое минимальное количество каналов для теплоносителя[33]:

- первичного (греющего)

$$n_{\text{п.к.}} = \frac{V_n}{V_{\text{п.к}}} \quad (3.8)$$

- вторичного (нагреваемого)

$$n_{\text{в.к.}} = \frac{V_{\text{в.}}}{V_{\text{в.к}}} \quad (3.9)$$

где V_n , $V_{\text{в.}}$ – объёмные расходы первичного и вторичного теплоносителей, $\text{м}^3/\text{с}$

$V_{\text{п.к.}}$, $V_{\text{в.к.}}$ - максимально возможные объёмные расходы первичного и вторичного теплоносителей через один канал, $\text{м}^3/\text{с}$.

Число каналов n_k выбирается по наибольшему значению $n_{\text{п.к.}}$ и $n_{\text{в.к.}}$.

Тепловая нагрузка выбранного теплообменника [33]:

$$\varepsilon = \frac{1}{0,35 \cdot \frac{W_m}{W_\phi} + 0,65 + \frac{1}{\Phi} \cdot \sqrt{\frac{W_m}{W_\phi}}} \quad (3.10)$$

3.4 Расчет подогревателей на отопление

Расчет поверхности нагрева водоподогревателей отопления [33] проводится при температуре воды в тепловой сети, соответствующей расчетной

температуре наружного воздуха для проектирования отопления, и на расчетную производительность Q_o (1.1).

$$F = \frac{Q_o}{k \cdot \Delta t_{cp}}, m^2 \quad (3.11)$$

где Δt_{cp} - температурный напор водоподогревателя отопления [33]:

$$\Delta t_{cp} = \frac{(\tau_1 - t_1) - (\tau_2 - t_2)}{2,3 \cdot \lg \frac{\tau_1 - t_1}{\tau_2 - t_2}}, ^\circ C \quad (3.12)$$

Температура нагреваемой воды:

- на входе в водоподогреватель τ_2 - равна температуре воды в обратном трубопроводе систем отопления при расчетной температуре наружного воздуха;
- на выходе из водоподогревателя τ_{01} - равна температуре воды в подающем трубопроводе тепловых сетей за ЦТП или в подающем трубопроводе системы отопления при установке водоподогревателя в ИТП при расчетной температуре наружного воздуха.

Температура греющей воды принимается:

- на входе в водоподогреватель - равна температуре воды в подающем трубопроводе тепловой сети на вводе в тепловой пункт τ_1 (при расчетной температуре наружного воздуха);
- на выходе из водоподогревателя τ_{02} - на 5-10 °С выше температуры воды в обратном трубопроводе системы отопления (при расчетной температуре наружного воздуха).

Расчетные расходы воды греющей и нагреваемой для расчета водоподогревателей систем отопления [33]:

- для греющей воды

$$G_O^Г = \frac{Q_0^p}{(\tau_1 - \tau_{02})c}, \text{кг / ч} \quad (3.13)$$

- для нагреваемой воды

$$G_O^{H(\max)} = \frac{Q_0^p}{(\tau_{01} - \tau_2)c}, \text{кг / ч} \quad (3.14)$$

Расчетная нагрузка на отопление $Q=2,84$ Гкал/ч, температура первичного потока на входе в теплообменник и на выходе из него $\tau_1=130^\circ\text{C}$, $\tau_2=70^\circ\text{C}$, температура вторичного потока на входе и выходе из него $t_1=95^\circ\text{C}$ и $t_2=65^\circ\text{C}$, располагаемые напоры перед теплообменником : первичного потока $\Delta H_{\text{п}}=9,61$ м, вторичного потока $\Delta H_{\text{в}}=4,8$ м.

Эквивалент расхода потока

- Первичного

$$W_{\text{п}} = \frac{Q}{\tau_1 - \tau_2} = \frac{2840000}{130 - 70} = 47333 \text{ ккал / ч}^\circ\text{C} \quad (3.15)$$

- Вторичного

$$W_{\text{в}} = \frac{Q}{t_1 - t_2} = \frac{2840000}{95 - 65} = 94667 \text{ ккал / ч}^\circ\text{C} \quad (3.16)$$

Меньший эквивалент расхода равен $W_{\text{м}}=47333 \text{ ккал / ч}^\circ\text{C}$, больший $W_{\text{б}}=94667 \text{ ккал / ч}^\circ\text{C}$.

Для теплообменника пластина используется типа 0,5 (подробные технические характеристики приведены в приложении П21 [18]).

Безразмерная удельная тепловая нагрузка:

$$\varepsilon = \frac{2840000}{47333 \cdot (130 - 65)} = 0,92$$

Число ступеней подогрева:

$$\varepsilon = \frac{2840000}{47333 \cdot (130 - 65)} = 0,92$$

Округляя до целого числа, число ступеней подогрева, принимаем $x=2$.

Максимально возможные скорости теплоносителей:

- Первичного

$$\omega_{\max} = 5,5 \left(\frac{0,35 \cdot 9,61}{1,3 \cdot 15 \cdot 0,8 \cdot 2} \right)^{0,57} \cdot \frac{0,009^{0,71}}{(0,296 \cdot 10^{-8})^{0,14}} = 0,28 \text{ м / с}$$

Средняя температура первичного теплоносителя $\tau_{n.c.p.} = 100^\circ \text{C}$;

кинематическая вязкость $\nu_n = 0,296 \cdot 10^{-8} \text{ м}^2 / \text{с}$ [18].

- Вторичного

$$\omega_{\max} = 5,5 \left(\frac{0,35 \cdot 4,8}{1,3 \cdot 15 \cdot 0,8 \cdot 2} \right)^{0,57} \cdot \frac{0,009^{0,71}}{(0,367 \cdot 10^{-8})^{0,14}} = 0,69 \text{ м / с}$$

Средняя температура вторичного теплоносителя $\tau_{в.с.p.} = 80^\circ \text{C}$;

кинематическая вязкость $\nu_{\text{в}} = 0,367 \cdot 10^{-8} \text{ м}^2 / \text{с}$ [18].

Максимально возможный объёмный расход теплоносителя через один канал:

– Первичного

– Вторичного

$$V_{n.k} = 0,28 \cdot 0,00285 = 0,0079 \text{ м}^3 / \text{с}$$

$$V_{\text{в.к}} = 0,69 \cdot 0,00285 = 0,0019 \text{ м}^3 / \text{с}$$

где площадь поперечного сечения канала $f_k = 0,00285 \text{ м}^2$.

Объёмный расход теплоносителя:

- Первичного

$$V_n = \frac{W_n}{4,2} = \frac{55,22}{4,2} = 13,15 \text{ кг / с} = 0,0132 \text{ м}^3 / \text{с}$$

- Вторичного

$$V_{\text{г}} = \frac{W_{\text{г}}}{4,2} = \frac{110,45}{4,2} = 26,29 \text{ кг} / \text{с} = 0,0263 \text{ м}^3 / \text{с}$$

Необходимое минимальное количество каналов для теплоносителя:

– Первичного

– Вторичного

$$n_{\text{п.к}} = \frac{0,0132}{0,0079} = 1,67$$

$$n_{\text{в.к}} = \frac{0,0263}{0,0019} = 13,84$$

Принимаем по первичному теплоносителю $n_{\text{п}}=2$, по вторичному $n_{\text{в}}=14$.

Устанавливается 16 пластин.

Расчетная безразмерная тепловая нагрузка подогревателя для данных размеров:

$$\varepsilon = \frac{1}{0,35 \cdot \frac{47333}{94667} + 0,65 + \frac{1}{1} \cdot \sqrt{\frac{47333}{94667}}} = 0,65$$

Расчетная тепловая нагрузка подогревателя:

$$\nabla = 130 - 65 = 65^{\circ}\text{C}$$

$$Q = 0,65 \cdot 47333 \cdot 65 = 1,99 \text{ Гкал} / \text{ч}$$

Коэффициент теплопередачи подогревателя при расчетных условиях.

Поверхность нагрева подогревателя:

$$F = 16 \cdot 0,5 = 8, \text{ м}^2$$

Средняя разность температур в подогревателе:

$$\Delta t_{\text{ср}} = \frac{(130 - 95) - (70 - 65)}{2,3 \cdot \lg \frac{(130 - 95)}{(70 - 65)}} = 15,43,^{\circ}\text{C}$$

Коэффициент теплопередачи:

$$\kappa = \frac{Q}{F \cdot \Delta t_{\text{ср}}} = \frac{1990000}{8 \cdot 15,43} = 16121,19 \text{ ккал} / (\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^{\circ}\text{C}) \quad (3.17)$$

К установке принимаются два подогревателя 0,5Пр-0,8-35 [17].

3.5 Расчет подогревателей на ГВС.

Расчета водоподогревателей ГВС, присоединенных по одноступенчатой схеме.

Расчет поверхности нагрева водоподогревателей горячего водоснабжения производится при температуре воды в подающем трубопроводе тепловой сети, соответствующей точке излома графика температур воды и по расчетной производительности $Q_{ГВС}^П$:

$$F = \frac{Q_{гвс}^{ср.н}}{\kappa \cdot \Delta t_{ср}} \quad (3.18)$$

где $Q_{гвс}^{ср.н}$ определяется при наличии баков-аккумуляторов по формуле (1.2).

Температура нагреваемой воды:

- на входе в водоподогреватель t_x - равной 5 °С (если отсутствуют данные);
- на выходе из водоподогревателя t_r - равной 55 °С, а при вакуумной деаэрации - 60 °С.

Температура греющей воды:

- на входе в водоподогреватель температура греющей воды равна температуре воды в подающем трубопроводе тепловой сети на вводе в тепловой пункт при температуре наружного воздуха в точке излома графика температур сетевой воды
- на выходе из водоподогревателя равна 30 °С.

Расчетные расходы воды греющей и нагреваемой для расчета водоподогревателей ГВС [33]:

- греющей воды

$$G_{св} = \frac{Q_{гвс}^П}{(\tau_1^м - \tau_{2г}^м) c}, \text{ кг / ч,} \quad (3.19)$$

- нагреваемой воды

$$G_r = \frac{Q_{\text{ГВС}}^{\text{п}}}{(t_r - t_x)c}, \text{ кг / ч}, \quad (3.20)$$

Температурный напор водоподогревателя горячего водоснабжения определяется по формуле

$$\Delta t = \frac{(\tau_{2r}^{\text{м}} - t_x) - (\tau_1^{\text{м}} - t_r)}{2.3 \lg \frac{\tau_{2r}^{\text{м}} - t_x}{\tau_1^{\text{м}} - t_r}}, ^\circ\text{C}, \quad (3.21)$$

Расчетная нагрузка на ГВС $Q=0,478$ Гкал/ч, температура первичного потока на входе в теплообменник и на выходе из него $\tau_1=130^\circ\text{C}$, $\tau_2=70^\circ\text{C}$, температура вторичного потока на входе и выходе из него $t_1=60^\circ\text{C}$ и $t_2=5^\circ\text{C}$, располагаемые напоры перед теплообменником : первичного потока $\Delta H_{\text{п}}=9,61$ м, вторичного потока $\Delta H_{\text{в}}=4,8$ м.

Эквивалент расхода потока:

– Первичного

– Вторичного

$$W_n = \frac{478000}{130 - 70} = 7966,67 \text{ ккал / ч}^\circ\text{C}$$

$$W_{\text{в}} = \frac{478000}{60 - 5} = 8690,9 \text{ ккал / ч}^\circ\text{C}$$

Меньший эквивалент расхода равен $W_{\text{м}}=7966,67 \text{ ккал / ч}^\circ\text{C}$, больший $W_{\text{б}}=8690,9 \text{ ккал / ч}^\circ\text{C}$.

Для теплообменника пластина используется типа 0,5 (подробные технические характеристики приведены в приложении П21 [33])

Безразмерная удельная тепловая нагрузка:

$$\varepsilon = \frac{478000}{7966,67 \cdot 125} = 0,47$$

Число ступеней подогревателя:

$$x = \frac{\sqrt{\frac{7966,67}{8690,9}}}{\frac{1}{0,47} - 0,35 \cdot \frac{7966,67}{8690,9} - 0,65} = 0,827$$

Округляя до целого числа, число ступеней подогрева, принимаем $x=1$

Максимально возможные скорости теплоносителей:

- Первичного

$$\omega_{\max} = 5,5 \left(\frac{0,35 \cdot 9,61}{1,3 \cdot 15 \cdot 0,8 \cdot 1} \right)^{0,57} \cdot \frac{0,009^{0,71}}{(0,296 \cdot 10^{-8})^{0,14}} = 0,28 \text{ м / с}$$

Средняя температура первичного теплоносителя $\tau_{n.c.p.} = 100^{\circ}\text{C}$;

кинематическая вязкость $\nu_n = 0,296 \cdot 10^{-8} \text{ м}^2 / \text{с}$ [18].

- Вторичного

$$\omega_{\max} = 5,5 \left(\frac{0,35 \cdot 4,8}{1,25 \cdot 15 \cdot 0,8 \cdot 1} \right)^{0,57} \cdot \frac{0,009^{0,71}}{(0,7678 \cdot 10^{-8})^{0,14}} = 0,76 \text{ м / с}$$

Средняя температура вторичного теплоносителя $\tau_{в.с.p.} = 32,5^{\circ}\text{C}$;

кинематическая вязкость $\nu_{\epsilon} = 0,7678 \cdot 10^{-8} \text{ м}^2 / \text{с}$ [18].

Максимально возможный объёмный расход теплоносителя через один канал:

– Первичного

– Вторичного

$$V_{n.k} = 0,28 \cdot 0,00285 = 0,0079 \text{ м}^3 / \text{с}$$

$$V_{\epsilon.k} = 0,76 \cdot 0,00285 = 0,0022 \text{ м}^3 / \text{с}$$

где площадь поперечного сечения канала $f_k = 0,00285 \text{ м}^2$.

Объёмный расход теплоносителя:

- Первичного

$$V_n = \frac{W_n}{4,2} = \frac{9,29}{4,2} = 2,21 \text{ кг} / \text{с} = 0,0022 \text{ м}^3 / \text{с}$$

- Вторичного

$$V_{\text{в}} = \frac{W_{\text{в}}}{4,2} = \frac{10,14}{4,2} = 2,41 \text{ кг} / \text{с} = 0,0024 \text{ м}^3 / \text{с}$$

Необходимое минимальное количество каналов для теплоносителя:

– Первичного

– Вторичного

$$n_{n.к} = \frac{0,0022}{0,0079} = 0,28$$

$$n_{\text{в.к}} = \frac{0,022}{0,0024} = 0,92$$

Принимаем по первичному теплоносителю $n_{\text{п}}=1$, по вторичному $n_{\text{в}}=1$.

Устанавливается 2 пластины.

Тепловая нагрузка теплообменника:

$$\varepsilon = \frac{1}{0,35 \cdot \frac{7966,67}{8690,9} + 0,65 + \frac{1}{1} \cdot \sqrt{\frac{7966,67}{8690,9}}} = 0,51$$

Расчетная тепловая нагрузка подогревателя:

$$\nabla = 130 - 5 = 125^{\circ}\text{C}$$

$$Q = 0,51 \cdot 7966,67 \cdot 125 = 0,508 \text{ Гкал} / \text{ч}$$

Коэффициент теплопередачи подогревателя при расчетных условиях.

Поверхность нагрева подогревателя:

$$F = 2 \cdot 0,5 = 1, \text{ м}^2$$

Средняя разность температур в подогревателе:

$$\Delta t_{\text{ср}} = \frac{(130 - 60) - (70 - 5)}{2,3 \cdot \lg \frac{(130 - 60)}{(70 - 5)}} = 67,54,^{\circ}\text{C}$$

Коэффициент теплопередачи:

$$\kappa = \frac{508000}{1 \cdot 67,54} = 7521,47 \text{ ккал} / (\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{C})$$

К установке принимаются два подогревателя 0,5Пр-0,8-7 [17].

4. Выбор основного оборудования

Основное оборудование котельной – оборудование, которое участвует в производстве тепловой энергии, - котельные агрегаты. Используемые котельные агрегаты должны покрывать максимальную нагрузку котельной на отопление, ГВС и вентиляцию, с учетом все транспортных потерь.

Для проектируемой котельной:

- Максимальная нагрузка на отопление $Q_o=2,84$ Гкал/час;
- Максимальная нагрузка на ГВС $Q_{ГВС}=1,201$ Гкал/ч.

Для системы отопления и ГВС выбираем котлы типа КВВ-3,0 ТШП ООО «Октан» на твердом топливе с автоматической его подачей в количестве 2 штук со следующими характеристиками[25]:

- Теплопроизводительность – 4,00 МВт (3,44 Гкал/час);
- Отапливаемая площадь (при высоте потолков 3 м) – 30000 м²;
- КПД не менее – 83%;
- Рабочее давление – 0,6 МПа;
- Гидравлическое сопротивление котла, не более – 0,8 МПа;
- Номинальный расход воды – 129 м³/час;
- Поверхность нагрева котла 245 м²;
- Полная масса котла без воды – 6000 кг;
- Температура дымовых газов на выходе не более 280 °С;
- Разрежение в топке – 20-80 Па;
- Разряжение за котлом - 200-300 Па;
- Давление воздуха под колосниковой решеткой – 200-800 Па;
- Аэродинамическое сопротивление конвективной части - 265 Па;
- Температура наружной поверхности кожуха (теплоизоляции) котла, не более 45 °С;
- Габаритные размеры в легкой обмуровке: длина – 5500 мм; ширина – 2600 мм; высота – 3200 мм.

5. Химводоочистка в котельной после реконструкции

В используемой подпиточной воде (река Чулым) для системы отопления и ГВС, содержатся растворенные вещества, превышающие допустимую концентрацию. Чтобы избежать накипеобразования и отложений солей в трубопроводах оборудования котельной, тепловых сетях и внутренних системах теплопотребления, требуется установка водоочистительной конструкции на подпиточную линию.

Водоочистные установки типа «ГДВУ-03», разработанные проектно-технологическим институтом «Томскагропромтехпроект», по оригинальной, не имеющей аналогов в мировой практике, методике очистки воды без применения химических реагентов и фильтрующих элементов, изготавливается заводским способом в стационарном и мобильном варианте, с электропитанием от бензоагрегата. С их помощью решаются следующие задачи:

- Очистка и обеззараживание воды для питьевой системы водоснабжения из подземных и открытых водоемов;
- Водоподготовка для котельных и отопительных систем;
- По замкнутому циклу обеспечение водой, обеззараженной безреагентным способом (безхлорной водой), бытовых потребителей: бассейны, оздоровительные учреждения, сауны, бани;
- Возврат очищенной воды в любые технологические процессы (замыкание цикла по воде);
- Опреснение солончаковых вод.

Таблица 5 – Базовые данные водоочистой гидродинамической установки «ГДВУ-03»

№ п/ п	Модель установки	Выход очищенно й воды		Габариты, м			мах вес нетто , кг	Потребл яемая мощнос ть, кВт*час	Стои мость без НДС, тыс. руб.
		м ³ /ч ас	м ³ /с утки	Высо та	Дли на	Шири на			
1	ГДВУ-03 бытовая	0,1	2,4	0,782	0,86 5	0,383	80	0,6	23,4
2	ГДВУ-03 в коттедж	0,1	2,4	0,782	0,86 5	0,383	80	0,6	35,8
3	ГДВУ-03/0,5	0,5	12	1,2	1	0,7	380	0,6	97,6
4	ГДВУ-03/1,5	1,5	36	1,8	1,4	0,8	350	0,8	234,9
5	ГДВУ-03/5	5	120	2,2	1,5	1	900	1,5	435,7
6	ГДВУ-03/10	10	240	2,6	1,8	1,2	1200	3	609,3
7	ГДВУ-03/20	20	480	3	2	1,6	1850	5,5	1112, 8
8	ГДВУ-03/50	50	1200	3,2	2,5	2	2200	7,5	1930, 7

Очистка воды происходит за счет физико-химических процессов, протекающих в установке, без применения:

- Механических фильтров;
- Химических реагентов;
- Электрических и электрохимических реакций;
- Ультрафиолетового излучения.

5.1 Назначение водоочистной установки.

Назначением водоочистной установки является безреагентная, безфильтровая очистка и обеззараживание воды с последующим применением чистой воды:

- В пищевой промышленности - выпуск алкогольной продукции, производство газированной, минерализованной воды; хлебобулочное, кондитерское, молочное, мясоперерабатывающее и др. производства.
- Коттеджи, жилые дома повышенной комфортности – очистка воды в системах питьевого водоснабжения.
- Очистка воды для бытовых, спортивно-оздоровительных и лечебных целей с возможным замыканием воды по циклу.
- Для котельных установок и сетей теплоснабжения – водоподготовка по нормам жесткости, pH, окисляемости и др.
- В нефтеперерабатывающей промышленности – подача очищенной воды на заводнение нефтяных пластов, очистка нефтяных сбросовых вод для их повторного использования.
- В угледобывающей промышленности – очистка шахтных вод, с возвратом в реализацию угля, содержащегося в шахтных водах.
- В проектных и строительных организациях – ввод «ГДВУ» в проектируемые и строящиеся дома повысит их комфортность и потребительский спрос.
- Секции из нескольких установок «ГДВУ» могут очищать любой объем воды.

5.2 Преимущества водоочистной установки

- Безреагентная очистка воды;
- Не используются фильтры;
- Высокая скорость очистки воды;
- Модульная, мобильная конструкция;

- Возможность работы в непрерывном режиме;
- Простота и надежность в эксплуатации;
- Экологически безопасна, отходы откладываются в сборнике твердых осадков, замена (очистка) которого производится 1 раз в 6-12 месяцев в зависимости от загрязненности воды на входе;
- Экономически выгодна.

5.3 Принцип работы водоочистной установки.

В результате протекания процессов холодного кипения, окисления, коллапсирования, центробежной коагуляции, происходит отделение чистой воды от примесей и ее обеззараживание. Вода, содержащая примеси, направляется на рециркуляцию, а очищенная вода – к потребителю.

«ГДВУ-03» собрана из узлов и агрегатов известных в Европе и России фирм «Агригазполимер», «Honeywell», «Grundfos», «Novum», «Oscos», «Astral». Оборудование отличается высокой надежностью, компактностью и эргономичный дизайн, низкие энергозатраты.

Установка ХВО должна обеспечивать требуемое количество подпиточной воды для нужд отопления и ГВС. По объему подпиточной воды произведем выбор типа установки «ГДВУ».

5.4 Выбор типа установки «ГДВУ-03»

Максимальный объем подпитки:

$$V_{n.\max} = V_{o.\max} + V_{\text{ГВС.}\max} \quad (5.1)$$

где $V_{o.\max}$ – объем подпитки системы отопления (0,1% от расхода сетевой воды на отопление)

$$V_{o.\max} = 0,001 \cdot 47,33 = 0,047 \text{ м}^3 / \text{ч} \quad (5.2)$$

$V_{\text{ГВС.}\max}$ – объем подпитки системы ГВС (равен расходу сетевой воды на ГВС)

$$V_{\text{ГВС.}\max} = 8,6 \text{ т/час.}$$

$$V_{n.\max} = 0,047 + 11,01 = 11,057 m / ч$$

По данному значению из таблицы 5 выбираем установку «ГДВУ-0,3/20» с выходом очищенной воды 20 т/час.

6. Тепловой расчет

Определяющие задачи теплового расчета [33]:

- Определить тепловые потери теплопровода;
- Рассчитать температурное поле вокруг теплопровода;
- Рассчитать падение температуры теплоносителя вдоль теплопровода;
- Выбрать толщину тепловой изоляции.

Количество теплоты, проходящей через цепь последовательно соединенных термических сопротивлений [33]:

$$q = \frac{\tau - t_0}{R} \text{ или } R = \frac{T - t}{q} \quad (6.1)$$

где q – удельные тепловые потери теплопровода[24];

τ - температура теплоносителя, °C ;

t_0 – температура окружающей среды, °C ;

R – суммарное термическое сопротивление изоляции теплопровода, °C / Вт.

$$R = \frac{130 - (-41)}{73} = 2,44, \text{°C} / \text{Вт}$$

Суммарное сопротивление [33]:

$$R = R_g + R_{mp} + R_u + R_n, \text{°C} / \text{Вт} \quad (6.2)$$

где R_g - термическое сопротивление внутренней поверхности трубы;

R_{mp} - термическое сопротивление стенки трубы;

R_u - термическое сопротивление слоя изоляции;

R_n - термическое сопротивление наружной поверхности изоляции.

Термическое сопротивление поверхности [33]:

$$R_n = \frac{1}{\pi \cdot d \cdot \alpha}, ^\circ\text{C} / \text{Вт} \quad (6.3)$$

где $\pi \cdot d$ - площадь цилиндрической поверхности, м^2 ;

α - коэффициент теплоотдачи от поверхности, $\text{Вт} / \text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}$.

Коэффициент теплоотдачи от наружной поверхности теплопровода к окружающему воздуху [33]:

$$\alpha = \alpha_n + \alpha_k, \text{Вт} / \text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C} \quad (6.4)$$

где α_n - коэффициент теплоотдачи излучением;

α_k - коэффициент теплоотдачи от горизонтальных труб к воздуху при естественной конвекции.

Коэффициент теплоотдачи излучением, [33]:

$$\alpha_n = C \frac{\left(\frac{t + 273}{100}\right)^4 - \left(\frac{t_0 + 273}{100}\right)^4}{t - t_0}, \text{Вт} / \text{м}^2 \cdot \text{K}^4 \quad (6.5)$$

где C – коэффициент излучения равен (для «серых тел» равна $4,4-5 \text{ Вт} / \text{м}^2 \cdot \text{K}^4$);

t – температура излучающей поверхности (равна температуре теплоносителя), $^\circ\text{C}$

$$\alpha_n = 4,7 \frac{\left(\frac{130 + 273}{100}\right)^4 - \left(\frac{-41 + 273}{100}\right)^4}{130 - (-41)} = 6,45, \text{Вт} / \text{м}^2 \cdot \text{K}^4$$

Коэффициент теплоотдачи от горизонтальных труб к воздуху при естественной конвекции, [33]:

$$\alpha_k = 1,66 \cdot \sqrt[4]{\frac{t - t_0}{d}}, \text{Вт} / \text{м}^2 \cdot \text{K}^4 \quad (6.6)$$

где d – диаметр трубопровода (принимается диаметр на выходе из котельной 0,3 м).

$$\alpha_k = 1,66 \cdot \sqrt[4]{\frac{130 - (-41)}{0,3}} = 8,11, \text{Вт} / \text{м}^2 \cdot \text{К}^4$$

$$\alpha = 6,45 + 8,11 = 14,56, \text{Вт} / \text{м}^2 \cdot ^\circ\text{С}$$

$$R_n = \frac{1}{3,14 \cdot 0,3 \cdot 14,56} = 0,073, ^\circ\text{С} / \text{Вт}$$

Критический диаметр изоляции [33]:

$$d_{кр} = \frac{2\lambda}{\alpha}, \text{м} \quad (6.7)$$

где λ - коэффициент теплопроводности изоляции (минеральная вата [18]), $\text{Вт} / \text{м} \cdot ^\circ\text{С}$;

α - коэффициент теплоотдачи от наружной поверхности теплопровода, $\text{Вт} / \text{м}^2 \cdot ^\circ\text{С}$.

$$d_{кр} = \frac{2 \cdot 0,55}{14,56} = 0,076, \text{м}$$

Так как $d_{кр} < d$, то применение изоляции имеет смысл.

Толщина изоляции [33]:

$$\delta = \frac{(t - t_n) \cdot \lambda}{q}, \text{м} \quad (6.8)$$

где t – температура наружной стенки трубы (принимаем равной температуре теплоносителя), $^\circ\text{С}$

t_n - температура наружной стенки изоляции, $^\circ\text{С}$ [18];

λ - коэффициент теплопроводности изоляции, $\text{Вт} / \text{м} \cdot ^\circ\text{С}$;

q - удельные тепловые потери теплопровода, Вт.

$$\delta = \frac{(95 - 25) \cdot 0,055}{73} = 0,073, \text{м}$$

7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

7.1 Расчет сметы затрат на разработку проекта.

В жилом микрорайоне «Гора» в г. Асино имеется две близкорасположенных котельных – «Гора» и «Тельмана». На них установлено устаревшее оборудование (котлы кустарного производства с КПД с не более 50%), отсутствует система водоочистки, неправильный подбор насосов, большие потери в тепловых сетях. Все эти факторы оказывают большое влияние на себестоимость единицы тепловой энергии. В связи с этим было принято решение закрыть (убрать в резерв) котельные «Гора» и «Тельмана», а всю ее нагрузку присоединить к новой модульной котельной «П. Морозова».

Таблица 7.1 – Перечень работ и оценки времени их выполнения

	Наименование работ	Исполнитель	Продолжительность дней
1	Составление задания	Руководитель, инженер	1
2	Подборка данных: ▪ по тепловому потреблению ▪ по нормативным потерям тепла ▪ о теплообменниках ▪ о котельных агрегатах ▪ о системах водоочистки	Инженер	20
3	Анализ информации.	Инженер	10
4	Составление плана работы: ▪ расчет тепловых нагрузок ▪ расчет температуры сетевой воды ▪ гидравлический расчет тепловой сети ▪ подбор сетевых насосов ▪ расчет нормативных потерь ▪ расчет и выбор теплообменников ▪ выбор основного оборудования ▪ подбор системы водоочистки ▪ тепловой расчет	Инженер	20

Продолжение таблицы 7.1

5	Проверка руководителем проделанной работы	Руководитель, инженер	2
6	Исправление замечаний	Инженер	9
7	Проверка исправлений и замечаний	Руководитель, инженер	2
8	Утверждение ВКР руководителем	Руководитель, инженер	1
9	Итого		65

Расчет сметы затрат на разработку проекта.

Затраты на проект:

$$K_{IP} = I_{MAT} + I_{AM} + I_{ЗП} + I_{CO} + I_{IP} + I_{НР} \quad (7.1)$$

где I_{MAT} - затраты на материал;

I_{AM} - амортизационные отчисления;

$I_{ЗП}$ - затраты на заработную плату;

I_{CO} - социальные отчисления;

I_{IP} - прочие затраты;

$I_{НР}$ - накладные расходы

Материальные затраты:

Материальные затраты на канцелярские товары равны 1300 руб.

Амортизация основных фондов и нематериальных актив:

К основным фондам при выполнении проекта относятся электронная вычислительная техника (компьютер, нотубук) и печатающее устройство (принтер), данные сведены в таблицу 7.2

Таблица 7.2 – Основные фонды.

Вид техники	Кол-во	Стоимость техники, Ц _{к.т.}	Норма амортизации, Т _{ам}	Амортизационные отчисления, И _{ам}
1. Ноутбук	1	23000	20%	1023,97
2. Компьютер	1	62000	20%	2760,27
3. Принтер	1	13000	20%	578,77

Амортизационные отчисления:

$$I_{AM} = \frac{T_{исп.к.т.}}{T_{кал.дн.}} \cdot Ц_{к.т.} \cdot \frac{1}{T_{ам}} \quad (7.2)$$

где $T_{ам}$ - срок службы (для компьютера, ноутбука и принтера принимаем $T_{ам} = 4$ года;

$T_{кал.дн.}$ - время использования основных фондов (в днях);

$T_{исп.к.т.}$ - использование техники в период написания ВКР (в днях).

$$I_{AM.Комп.} = \frac{65}{365} \cdot 62000 \cdot \frac{1}{4} = 2760,27 \text{ руб.}$$

$$I_{AM.Ноут.} = \frac{65}{365} \cdot 23000 \cdot \frac{1}{4} = 1023,97 \text{ руб.}$$

$$I_{AM.Принт.} = \frac{65}{365} \cdot 13000 \cdot \frac{1}{4} = 578,77 \text{ руб.}$$

Сумма амортизационных отчислений по основным фондам:

$$\sum I_{ам.осн.} = I_{AM.Комп.} + I_{AM.Ноут.} + I_{AM.Принт.} \quad (7.3)$$

$$\sum I_{ам.осн.} = 2760,27 + 1023,97 + 578,77 = 4363,01 \text{ руб.}$$

Размер основной заработной платы.

Среднедневная заработная плата:

$$I_{факт.ЗП} = \frac{I_{мес.ЗП}}{T} \cdot n \quad (7.4)$$

где T - число рабочих дней в месяце;

n – количество фактических дней.

Зарплата инженера:

$$I_{\text{мес.ЗП}}^{\text{инж}} = ЗПо \cdot K1 \cdot K2 \quad (7.5)$$

Зарплата руководителя:

$$I_{\text{мес.ЗП}}^{\text{рук}} = (ЗПо \cdot K1 + Д) \cdot K2 \quad (7.6)$$

где $K1=1,1(10\%)$ – коэффициент учитывающий отпуск;

$K2=1,3(30\%)$ – районный коэффициент;

$ЗПо=14500$ руб. – зарплата инженера;

$Д=2200$ руб. – доплата за интенсивность труда;

$ЗПо=23300$ – зарплата научного руководителя.

Расчет зарплаты инженера и руководителя:

$$I_{\text{мес.ЗП}}^{\text{инж}} = 14500 \cdot 1,1 \cdot 1,3 = 20735 \text{ руб.}$$

$$I_{\text{мес.ЗП}}^{\text{рук}} = (23300 \cdot 1,1 + 2200) \cdot 1,3 = 36179 \text{ руб.}$$

Расчет фактической зарплаты за проведенную работу, принять n согласно таблице 7.1.

- Инженер

$$I_{\text{факт.ЗП}} = \frac{20735}{21} \cdot 65 = 64179,76 \text{ руб.}$$

- Руководитель

$$I_{\text{факт.ЗП}} = \frac{36179}{21} \cdot 6 = 10336,86 \text{ руб.}$$

Социальные отчисления.

Социальные отчисления рассчитываются как 30% от затрат на оплату труда ФЗП:

$$ФЗП = I_{\text{рук.ЗП}} + I_{\text{инж.ЗП}} = 64179,76 + 10336,86 = 74516,62 \text{ руб.} \quad (7.7)$$

$$I_{\text{СО}} = ФЗП \cdot 30\% = 74516,62 \cdot 0,3 = 22354,97 \text{ руб.} \quad (7.8)$$

Прочие затраты.

Прочие затраты это 10% от суммы всех предыдущих затрат:

$$I_{\text{ПР}} = 0,1 \cdot (I_{\text{МАТ}} + I_{\text{АМ}} + I_{\text{ЗП}} + I_{\text{СО}}) \quad (7.9)$$

$$I_{\text{ПР}} = 0,1 \cdot (1300 + 4363,01 + 74516,62 + 22354,97) = 10253,46 \text{ руб.}$$

Накладные расходы.

При работе на базе НИ ТПУ, в стоимость проекта учитываются накладные расходы, включающие в себя затраты на аренду помещений, оплату тепловой и электрической энергии, затраты на ремонт зданий и сооружений, заработную. Плату административным сотрудникам и т.д. Накладные расходы рассчитываются как 200 % от затрат на оплату труда.

$$I_{\text{НР}} = 2 \cdot \sum I_{\text{ЗП}} = 2 \cdot 74516,62 = 149033,24 \text{ руб.} \quad (7.10)$$

Затраты на проект:

$$K_{\text{ПР}} = 1300 + 4363,01 + 74516,62 + 22354,97 + 10253,46 + 149033,24 = 261820,84 \text{ руб.}$$

7.2 Смета затрат на оборудование.

Таблица 7.3 – Приобретаемое основное и вспомогательное оборудование

Поз.	Наименование	Тип и марка	Кол.	Цена с НДС в тыс. руб.	Примечание
Основное оборудование					
1	Котел водогрейный	КВВ-3.0 ТШП	2	1576	
Вспомогательное оборудование					
2	Теплообменник пластинчатый на отопление	0.5 Пр-0.8-35	2	88,1	
3	Теплообменник пластинчатый на ГВС	0,5Пр-0,8-7	2	64	
4	Насос внутреннего контура	ТР 100-200/4	2	110,6	1 насос резервный
5	Насос сетевой на отопление	КМ 100-65-250	2	45	1 насос резервный
6	Подпиточный насос	КМ 40-32-160	2	39,1	1 насос резервный

Продолжение таблицы 7.3

7	Насос на ГВС	ТР 100-200/2	2	107,5	1 насос резервный
8	Дымосос	ДН-8	2	50	
9	Механическая топка	ТШП -3.0	2	342	
10	Золоуловитель	ЗУ-1-2	2	28,7	
11	Деаэратор	Flamcovent 200F	2	30,7	
12	Расширительный бак	Maxivarem R2 500	2	24	
13	Вентилятор дутьевой	ВЦ14-46-2,5	2	7,9	
Стоимость основного и вспомогательного оборудования				5027,2	

7.3 Экономическая эффективность проекта.

Исходные данные для расчета:

- Общая нагрузка на котельную $Q_o=4,041$ Гкал/ч;
- Нагрузка на отопление $Q_o=2,84$ Гкал/ч;
- Нагрузка на ГВС $Q_{гвс}=1,201$ Гкал/ч;
- Годовая выработка тепла $Q_{год}=11888,45$ Гкал/год;
- Годовая выработка на отопление $Q_o^{год}=7122,68$ Гкал/год;
- Годовая выработка на ГВС $Q_{гвс}^{год}=4765,77$ Гкал/год;
- Часовой расход топлива $B_{ч}=933,14$ кг/ч;
- Месячный расход топлива $B_{м}=671,861$ т/мес.;
- Годовой расход топлива $B_{г}=6285,2$ т/год;
- Удельный расход топлива на единицу выработанной тепловой энергии $B_y=0,585$ т/Гкал.

Определение расхода топлива (угля) до реконструкции:

Котельная «Гора»:

- максимальная нагрузка на отопление $Q_o=1,772$ Гкал/ч;

- максимальная нагрузка на ГВС $Q_{ГВС}=0,518$ Гкал/ч;
- КПД котлов отопления – 53,2%
- КПД котлов ГВС – 41%

$$B = \frac{Q}{\eta \cdot Q_p^H}, \text{ кг / ч} \quad (7.11)$$

где $Q_p^H = 5100$ ккал/кг – низшая удельная теплота сгорания угля.

Расход угля на отопление:

$$B_o = \frac{Q_o}{\eta \cdot Q_p^H} = \frac{1772000}{0,532 \cdot 5100} = 653,1 \text{ кг / ч}$$

Расход угля на ГВС:

$$B_{ГВС} = \frac{Q_{ГВС}}{\eta \cdot Q_p^H} = \frac{518000}{0,41 \cdot 5100} = 247,8 \text{ кг/ч}$$

Общий расход топлива[15]:

$$B = 653,1 + 247,8 = 900,9 \text{ кг / ч}$$

$$B = B_o \cdot T_n \cdot \frac{24}{1000} + B_{ГВС} \cdot T_{ГВС}^{год} \cdot \frac{24}{1000}, \text{ т / год} \quad (7.12)$$

где T_n - продолжительность отопительного сезона в г. Асино(239 дней);

$T_{ГВС}^{год}$ - продолжительность подачи горячей воды (350 дней).

$$B = 653,1 \cdot 239 \cdot \frac{24}{1000} + 247,8 \cdot 350 \cdot \frac{24}{1000} = 5827,13 \text{ т / год}$$

Годовые затраты на приобретение топлива (цена угля на 1 января 2016г. 2500 руб./тонна)[15]:

$$I_m = B \cdot C_{1 \text{ тонна}}^{\text{топл}} \quad (7.13)$$

$$I_m = 5827,13 \cdot 2500 = 14,568 \text{ млн. руб.}$$

Котельная «Тельмана» до реконструкции:

- максимальная нагрузка на отопление $Q_0=0,87$ Гкал/ч;
- максимальная нагрузка на ГВС $Q_{ГВС}=0,23$ Гкал/ч;

- КПД котлов отопления – 55,6%
- КПД котлов ГВС – 49,5%

Расход угля на отопление:

$$B_o = \frac{870000}{0,556 \cdot 5100} = 306,8 \text{ кг / ч}$$

Расход угля на ГВС:

$$B_{ГВС} = \frac{230000}{0,495 \cdot 5100} = 91,1 \text{ кг / ч}$$

Общий расход топлива:

$$B = 306,8 + 91,1 = 397,9 \text{ кг / ч}$$

$$B = 306,8 \cdot 239 \cdot \frac{24}{1000} + 91,1 \cdot 350 \cdot \frac{24}{1000} = 2525,04 \text{ т / год}$$

Годовые затраты на приобретение топлива:

$$I_m = 2525,04 \cdot 2500 = 6,313 \text{ млн.руб.}$$

Сумма годовых затрат по двум котельным:

$$I_m = 14,568 + 6,313 = 20,881 \text{ млн.руб.}$$

Определение расхода топлива после реконструкции:

- максимальная нагрузка на отопление $Q_0=2,84$ Гкал/час.
- максимальная нагрузка на ГВС $Q_{ГВС}=1,201$ Гкал/час.
- КПД котлов отопления – 83%
- КПД котлов ГВС – 83%

Расход угля на отопление:

$$B_o = \frac{2840000}{0,83 \cdot 5100} = 670,92 \text{ кг/ч}$$

Расход угля на ГВС:

$$B_{ГВС} = \frac{1201000}{0,83 \cdot 5100} = 283,72 \text{ кг/ч}$$

Общий расход топлива:

$$B = 670,92 + 283,72 = 954,64 \text{ кг / ч}$$

$$B = 670,92 \cdot 239 \cdot \frac{24}{1000} + 283,72 \cdot 350 \cdot \frac{24}{1000} = 6231,65 \text{ т / год}$$

Годовые затраты на приобретение топлива

$$I_m = 6231,65 \cdot 2500 = 15,579 \text{ млн.руб.}$$

За счет реконструкции экономия составляет $I_m = 20,881 - 15,579 = 5,302$ млн. руб. в год.

Таким образом, данный проект с экономической точки зрения выгоден и дает экономию денежных средств.

8. Социальная ответственность

В данной работе рассматривается проект водогрейной котельной на твердом топливе с шурующей планкой. Котельная модульная.

По классу взрывопожаробезопасности согласно НПБ 105-09 котельная относится к категории Г – помещения, где твердые вещества сжигаются в качестве топлива. По степени огнестойкости здание котельной относится к третьей категории [19].

В котельной установлено следующее оборудование:

- Котлы типа КВВ-3,0 ТШП на твердом топливе;
- Пластинчатый теплообменник;
- Сетевые и подпиточные насосы;
- Дутьевые вентиляторы типа ВЦ14-46-2,5;
- Дымососы типа ДН-8;
- Механическая топка ТШП-3,0;
- Установка водоподготовки типа RFM-3040 Комплексон.

8.1 Производственная безопасность

Возможные опасные и вредные факторы, влияющие на работников котельной приведены в таблице 8.1[25]

Таблица 8.1 – Опасные и вредные факторы при выполнении работ в котельной

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Полевые работы: 1) очистка внутренней полости трубопровода от инородных предметов; 2) калибровка трубопровода; 3) обследование трубопровода профилемером; 4) обследование трубопровода	1. Недостаточность освещения 2. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; 3. Превышение уровней шума и вибрации; 4. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды.	1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; 2. Электрический ток.	1.ГОСТ Р 55710-2013 Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений [12] 2. СанПиН 2.2.4-548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений [27]. 3. ГН 2.2.5.1313–03. Предельно допустимые

внутритрубными магнитными и/или ультразвуковыми дефектоскопами			концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы.[2] 4. ГОСТ Р 54578-2011. Воздух рабочей зоны.[11] 5.ГОСТ Р МЭК 60950-2002. Безопасность оборудования информационных технологий.[13] 6. ТК РФ № 197-ФЗ 7. ФЗ РФ от 28.12.2013 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда»[14]
--	--	--	--

8.1.1 Освещенность

Освещение в котельной является важным фактором, как нормального функционирования всего оборудования, так и работы обслуживающего персонала. При освещении, не соответствующем нормам, возможность возникновения аварийной ситуации возрастает, т. к. затрудняется возможность следить за параметрами работы оборудования (например, за давлением теплоносителя в котельном агрегате из-за того, что плохо освещен манометр). Следовательно, установка освещения, соответствующего нормам, является важным фактором при проектировании котельной.

8.1.2 Микроклимат в котельной

В производственных помещениях, в которых допустимые нормативные величины показателей микроклимата невозможно установить из-за технологических требований к производственному процессу или экономически обоснованной нецелесообразности, условия микроклимата следует рассматривать как вредные и опасные. В целях профилактики неблагоприятного воздействия микроклимата должны быть использованы защитные мероприятия (например, системы местного кондиционирования воздуха, воздушное душирование, компенсация неблагоприятного воздействия

одного параметра микроклимата изменением другого, спецодежда и другие средства индивидуальной защиты, помещения для отдыха и обогрева, регламентация времени работы, в частности, перерывы в работе, сокращение рабочего дня, увеличение продолжительности отпуска, уменьшение стажа работы и др.).

8.1.3 Вибро - акустические факторы

Классификация шумов, воздействующих на человека

По характеру спектра шума:

- широкополосный шум с непрерывным спектром шириной более 1 октавы;
- тональный шум, в спектре которого имеются выраженные тоны.

Тональный характер шума для практических целей устанавливается измерением в 1/3 октавных полосах частот по превышению уровня в одной полосе над соседними не менее чем на 10 дБ.

По временным характеристикам шума выделяют:

- постоянный шум, уровень звука которого за 8-часовой рабочий день или за время измерения изменяется во времени не более чем на 5 дБА;
- непостоянный шум, уровень которого за 8-часовой рабочий день изменяется во времени более чем на 5 дБА при измерениях на временной характеристике шумомера «медленно».

Таблица 8.2 – Предельно допустимые уровни звука на рабочих местах.

Категория напряженности трудового процесса	Категория тяжести трудового процесса				
	Легкая физ. нагрузка	Средняя физ. нагрузка	Тяжелый труд 1 степени	Тяжелый труд 2 степени	Тяжелый труд 3 степени
Напряженность легкой степени	80	80	75	75	75

Продолжение таблицы 8.2

Напряженность средней степени	70	70	65	65	65
Напряженный труд 1 степени	60	60	-	-	-
Напряженный труд 2 степени	50	50	-	-	-

8.1.4 Загазованность воздуха

Гигиенический контроль для аэрозолей всех видов базируется на учете и измерении общей массы частиц, попадающих в организм работника с вдыхаемым воздухом. Риск профессиональных заболеваний (например, пневмокониозов), обусловленных воздействием аэрозолей преимущественно фиброгенного действия (АПФД), зависит от пылевой нагрузки на органы дыхания, формирующейся за весь период профессионального контакта работника с АПФД. Для оценки этого риска необходимо: проведение мониторинга качества воздуха рабочей зоны (контроля и а при превышении предельно допустимой среднимесячной концентрации - вычисления реальной и сравнения ее с контрольным уровнем пылевой нагрузки); анализ данных периодических медицинских осмотров и использование эффективных путей профилактики профзаболеваний пылевой этиологии (совершенствование оборудования и организации технологического процесса; защита временем в целях снижения кратности превышения *КПН* и улучшения условий труда).

8.1.5 Подвижные части оборудования

Оборудование должно обладать соответствующей механической прочностью и сконструировано так, чтобы оставаться безопасным согласно

требованиям настоящего стандарта даже при возможном неосторожном обращении.

Испытания на механическую прочность не проводят для внутренних выступов, перегородок и т.п., если к ним предъявляются требования и если кожух предназначен для обеспечения защиты от механических опасностей.

Механический кожух должен быть достаточно прочным, чтобы удержать внутри или направить в сторону детали, которые из-за неисправности или по другим причинам могут освободиться, отделиться или быть выброшены подвижными частями.

8.1.6 Электробезопасность

Неограниченный доступ разрешается к цепям с ограничением тока. Эти требования относятся ко всем положениям подключенного и работающего при нормальных условиях эксплуатации оборудования.

Защита должна обеспечиваться изоляцией, ограждением или блокировкой.

Соответствие проверяют следующими процедурами:

- а) обследованием;
- б) испытательным пальцем (рисунок 2А [13]), который не должен входить в контакт с вышеописанными частями при помещении его в отверстия корпуса после удаления частей, которые могут быть сняты оператором, включая держатели плавких предохранителей, а также после открытия доступных для оператора дверей и крышек. При испытаниях разрешается оставлять лампы на месте. Доступные для съема оператором соединители, кроме вилок и штепсельных розеток, соответствующих ГОСТ 7396.1, должны быть также испытаны в состоянии разъединения;
- в) испытательным штырем (рисунок 2В [13]), который не должен входить в контакт с оголенными частями, находящимися под опасным напряжением, при проникновении через отверстия внешнего электрического отпуска. Доступные

для съема находящиеся в работе части, включая держатели плавкого предохранителя и лампы, не удаляют со своих мест, а доступные для оператора двери и крышки оставляют закрытыми в течение испытания;

d) испытательным калибром (рисунок 2С [13]), там, где это необходимо.

8.2 Экологическая безопасность

Данная котельная «П. Морозова» находится на пустыре неподалеку от жилой зоны. Вредные выбросы от котельной – оксид и диоксид углерода, оксиды азота и серы, уносы частиц сажи, шлак. Высота дымовой трубы (22м) обеспечивает рассеивание вредных соединений в атмосфере, не нанося вреда жилой зоне. Частицы сажи задерживаются с помощью пылеулавливателя типа ЗУ-1-2, который установлен перед дымовой трубой. Шлак либо вывозится на золоотвал, либо используется в строительстве для производства шлакоблоков. Экологический эффект данного проекта заключается в связи закрытием котельных «Гора» и «Тельмана», находящихся в жилом секторе и подключения тепловой сети к котельной «П. Морозова», а, следовательно, прекращению вредных выбросов в атмосферу жилой зоны.

8.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

8.3.1 Возможность возникновения аварийных ситуаций

Возможность возникновения на тепловых энергоустановках аварийных ситуаций [19]:

- давление поднялось выше допустимого более чем на 10 % и продолжает расти, несмотря на прекращение подачи топлива и усиленного питания котла водой;
- порыв трубы, непонятный шум в котле (удары, стук);
- прекращена подача электроэнергии;
- повреждены элементы котла, создающую угрозу его разрушения;
- при выходе из строя питательного насоса;

- в основных элементах котла обнаружены трещины, выпучины, пропуски в сварных швах, обрывы двух и более находящихся рядом связей;
- не работают контрольно-измерительные приборы, определяющие основные параметры работы котла;

8.3.2 Возникновение пожара в котельной

Возможно в случаях:

- загорания сажи в газоходе;
- производства электрогазосварочных работ;
- возможного образования взрывоопасной концентрации газо- или пылевоздушной смеси как в объеме всего помещения, так и в отдельных его частях.
- неисправности в электрооборудовании, которые могут вызвать искрения, нагревание, короткие замыкания.

Как видно, в котельной может возникнуть пожар следующих классов:

Таблица 8.3 – Классы пожаров

Класс пожара	Характеристика горючей среды или горящего объекта	Рекомендованные средства тушения пожара
А	Обычные твердые материалы (дерево, бумага, уголь и т.д.)	Все виды средств (прежде всего вода)
Е	Электроустановки под напряжением	АОС, порошки, диоксид углерода.

В данной котельной имеется 4 огнетушителя порошкового типа, что повышает вероятность самостоятельного погашения обслуживающим персоналом очагов возгорания всех вышеперечисленных типов пожара до приезда пожарных.

8.3.3 Поражение электрическим током

Возможно в случаях:

- ненадежного или поврежденного заземления электрооборудования;
- оголения электропроводки;
- при нарушении техники безопасности при работе с электрооборудованием;

8.3.4 Вероятность взрыва возможна в случаях:

- неправильной эксплуатации оборудования котельной;
- загазованности помещения, превышающей ПДК;
- концентрации угольной пыли в воздухе, превышающей ПДК

8.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

8.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства.

- уменьшение количества рабочих часов (36 часов в неделю и меньше);
- оплачиваемый отпуск, являющемся дополнительным и предоставляемый каждый год (не меньше 7 календарных дней);
- происходит рост оплаты труда (не меньше 4% от оклада);
- льготы для пенсионного обеспечения;
- бесплатное лечение и оздоровление;
- выдача расходных материалов — спецодежды, обеззараживающих средств.

Работодатель на сегодня имеет право самостоятельно определять вид и размер компенсации за вредные условия труда, основываясь на Трудовом кодексе. Также он может инициировать повышение размера выплаты.

Работник имеет право в письменном виде отказаться от некоторых компенсаций, получая их возмещение в денежной форме — например, монетизация таких льгот распространена при обеспечении рабочих молоком или при уменьшении рабочих часов в течение недели.

8.4.2 Компоновка рабочей зоны.

Согласно ГОСТ 12.2.032-78 (рабочее место, в положении сидя) конструкция рабочего места и взаимное расположение всех его элементов должно соответствовать антропометрическим, физическим и психологическим

требованиям. Большое значение имеет также характер работы, при организации рабочего места инженера должны быть соблюдены основные условия:

- оптимальное размещение оборудования, входящего в состав рабочего места;
- достаточное рабочее пространство, позволяющее осуществлять все необходимые движения и перемещения;
- необходимо естественное и искусственное освещение для выполнения поставленных задач;
- уровень акустического шума не должен превышать допустимого значения.

Рабочая поза сидя вызывает минимальное утомление инженера. Рациональная планировка рабочего места предусматривает четкий порядок и постоянство размещения предметов, средств труда и документации. То, что требуется для выполнения работ чаще, расположено в зоне легкой досягаемости рабочего пространства.

Заключение

Целью данной дипломной работы являлась разработка проекта реконструкции системы и источника теплоснабжения в микрорайоне «Гора» г. Асино. Из-за нерентабельности котельных «Тельмана» и «Гора» было принято решение спроектировать модульную котельную «Павлика Морозова» и присоединить к ней всю нагрузку отопления и ГВС.

Произведены расчеты тепловых нагрузок, определены часовые тепловые нагрузки и годовой расход теплоты района теплоснабжения. На основании этих данных был построен график тепловых нагрузок. Выбран качественный тип регулирования отпуска тепла в тепловые сети, построен график температур качественного регулирования отопительной нагрузки.

На основании результатов гидравлического расчета и построения пьезометрического графика выбран сетевой насос КМ 100-65-250 и подпиточный насос КМ 40-32-160.

Рассчитаны нормативные потери теплоты тепловых сетей, которые позволят в будущем для транспортирующей компании наиболее точно и корректно сформировать тарифы на тепловую энергию. Так же знание тепловых потерь позволяет выбрать основное и вспомогательное оборудование с обоснованной мощностью.

Подобраны пластинчатые теплообменники для контура отопления и ГВС, выбрана установка химводоочистки типа «ГДВУ-0,3/20». По максимальным нагрузкам на ГВС и отопление подобраны котлы типа КВВ 3,0 ТШП на твердом топливе, производства ООО «Октан». Тепловой расчет позволил определить толщину изоляции.

Расчет экономической эффективности наглядно показал, что данный проект рентабелен с финансовой точки зрения. Так в котельных «Гора» и «Тельмана» до реконструкции затраты на топливо составляют 5827,13 т.н.у./год, в денежном эквиваленте 14,568 млн. руб. и 2525,04 т.н.у./год, 6,313

млн. руб. соответственно, что в сумме на две котельные составляет 20,881 млн. рублей. А в котельной «Павлика Морозова» после реконструкции ожидаемые затраты на топливо составят 15,579 млн. рублей. За счет реконструкции экономия финансовых затрат на топливо составит 5,302 млн. руб. в год.

Из раздела «Социальная ответственность» выявлены опасные и вредные факторы при выполнении работ в котельной, а так же рассмотрены безопасность в чрезвычайных ситуациях, правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности. Проект реконструкции учитывает экологическую сторону работы котельной в пределах города, поэтому по плану реконструкция выносится за пределы жилых микрорайонов, отходы либо вывозят, либо используются для производства шлакоблоков.

Подводя итоги, можно с уверенностью сказать, что реконструкция системы теплоснабжения будет вполне оправдана, как с точки зрения улучшения технико-экономических показателей, так и с точки зрения сниженных финансовых затрат на энергоресурсы.

Список использованных источников

1. АрсаТрейд[Электронный ресурс]: данные технического оборудования. – М.: ООО «АрмаТрейд», 2006. URL: <http://www.artr.ru>, свободный. - Загл. с экрана. – Яз. рус, англ. Дата обращения: 29.03.2016
2. ГН 2.2.5.1313–03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы. – М.: Минздрав России, 2003.
3. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – М.: ИПК издательство стандартов, 1989
4. ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. – М.: Министерством химической промышленности, 1997
5. ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования – М.: Госстандарт, 1978
6. ГОСТ 12.4.011–89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2001
7. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. – М.: Росздрав, 2011
8. ГОСТ 12.1.030–81 ССБТ. Защитное заземление, зануление. М.: ИПК Издательство стандартов, 2001
9. ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования. – М.: Гос. стандарт союза СССР, 1979. – 9 с.
10. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электро-безопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов. – М.: ГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ СОЮЗА ССР, 1983

11. ГОСТ Р 54578-2011. Воздух рабочей зоны. Аэрозоли преимущественно фиброгенного действия. Общие принципы гигиенического контроля и оценки воздействия. – М.: НИИ МТ РАМН, 2012/
12. ГОСТ Р 55710-2013 Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений. – М.: Стандартинформ, 2014. – 16 с.
13. ГОСТ Р МЭК 60950-2002. Безопасность оборудования информационных технологий.
14. ТК РФ № 197-ФЗ. – М.: ИПК Издательство стандартов № 2002, №2003, 2003
15. Завлин П. Н. Оценка экономической эффективности инвестиционных проектов (современные подходы). – СПб: Наука, 1995. – 31 с.
16. Инструкция по расчету и обоснование нормативов технологических потерь, при передачи тепловой энергии №325. – М.: МинЭнерго России. – 2008.
17. Коваленко Л.М. Пластинчатые теплообменные аппараты: Каталог. – М.: Цинтихимнефтемаш, 1983. – 55 с.
18. Лебедев П.Д. Теплообменные, сушильные и холодильные установки: Учебник для студентов технических вузов. – 2-е издание, перераб. – М.: Энергия, 1972. – 320 с.
19. Либерман Г. Р. Предупреждение аварий и неполадок котельного оборудования. – М.: Издательство литературы по строительству, 1966. – 236 с.
20. Ляликов Б.А. Источники и системы теплоснабжения промышленных предприятий. Ч. 1: Учебное пособие. – 2-е издание, стернотип. – Томск: Издательство ТПУ. – 2008, 155 с.
21. Ляликов Б.А. Источники и системы теплоснабжения промышленных предприятий. Ч. 2: Учебное пособие. – 2-е издание, стернотип. – Томск: Издательство ТПУ. – 2008, 172 с.

22. МДК 4-03.2001. Методика определения нормативных значений показателей функционирования водяных тепловых сетей систем коммунального водоснабжения. – М.: Госстрой России. – 2001.
23. МДК 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.: Госстрой России. – 2003.
24. Николаева А. А. Проектирование тепловых сетей: Справочник проектировщика. – М.: Издательство литературы по строительству, 1965. – 359 с.
25. ООО НПО «Октан». Котельное оборудование [Электронный ресурс]: Производство, монтаж, обслуживание. – Омск. URL: <http://octane.su/>, свободный. - Загл. с экрана. – Яз. рус. Дата обращения: 15.04.2016.
26. Романенко С.В. Социальная ответственность: Методические указания по разработке раздела «Социальная ответственность» ВКР магистра, специалиста и бакалавра всех направлений и форм обучения ТПУ. – Томск: Издательство ТПУ. – 2016, 21 с.
27. СанПиН 2.2.4-548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. – М.: Минздрав России, 1997. [
28. Сафонов А.П. Сборник задач по теплофикации и тепловым сетям. – 2-е издание, переработ. – М.: Энергия, 1968. – 240 с.
29. СНиП 11-34-76 Горячее водоснабжение. – М.: 1976
30. СНиП 2.04.01-85* Внутренний водопровод и канализация зданий. – М.: Госстрой России, 1997.
31. СНиП 2.04.07-86 Тепловые сети. Нормы проектирования. – М.: Стройиздат, 1987.
32. СНиП 41-02-2003. Тепловые сети. – М.: Горстрой России, 2004. – 36 с.

33. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети: Учебник для вузов. – 7-е издание, стереотип. – М.: Издательство МЭИ, 2001. – 472 с.
34. Староверова И.Г. Внутренние санитарно-технические устройства. В 3 ч. Ч. 1. Отопление. – 4-е издание, перераб. и доп. – М.: Стройиздат, 1990. – 344 с.
35. ТСН 23-316-2000 Тепловая защита жилых и общественных зданий Томской области. – М.: Госстрой России. – 2001.
36. ФЗ РФ № 426-ФЗ О специальной оценке условий труда от 28.12.2013.
37. [14]Юренева В.Н., Теплотехнический справочник: Том 1. – 2-е издание, перераб. – М.: Энергия. – 1975, 744 с.

Приложение А

Таблица П.1. Зависимость температур сетевой воды и отопительной нагрузки от текущей температуры наружного воздуха.

$t_{\text{вн}}$	$\bar{Q}_0^p$	τ_1	$\tau_{2,0}$	τ_3
8	0,169	41,6	31,5	35,7
7	0,186	43,7	32,5	37,2
6	0,203	45,7	33,5	38,6
5	0,220	47,7	34,5	40,0
4	0,237	49,7	35,4	41,4
3	0,254	51,6	36,4	42,7
2	0,271	53,6	37,3	44,1
1	0,288	55,5	38,2	45,4
0	0,305	57,4	39,1	46,8
-1	0,322	59,4	40,0	48,1
-2	0,339	61,2	40,9	49,4
-3	0,356	63,1	41,8	50,7
-4	0,373	65,0	42,6	52,0
-5	0,390	66,9	43,5	53,2
-6	0,407	68,7	44,3	54,5
-7	0,424	70,6	45,2	55,7
-8	0,441	72,4	46,0	57,0
-9	0,458	74,2	46,8	58,2
-10	0,475	76,1	47,6	59,5
-11	0,492	77,9	48,4	60,7
-12	0,508	79,7	49,2	61,9
-13	0,525	81,5	50,0	63,1
-14	0,542	83,3	50,8	64,3
-15	0,559	85,1	51,5	65,5
-16	0,576	86,9	52,3	66,7
-17	0,593	88,7	53,1	67,9
-18	0,610	90,4	53,8	69,1
-19	0,627	92,2	54,6	70,2
-20	0,644	94,0	55,3	71,4
-21	0,661	95,7	56,1	72,6
-22	0,678	97,5	56,8	73,7
-23	0,695	99,2	57,5	74,9
-24	0,712	101,0	58,2	76,0

Продолжение таблицы П.1

-25	0,729	102,7	59,0	77,2
-26	0,746	104,4	59,7	78,3
-27	0,763	106,2	60,4	79,5
-28	0,780	107,9	61,1	80,6
-29	0,797	109,6	61,8	81,7
-30	0,814	111,3	62,5	82,9
-31	0,831	113,0	63,2	84,0
-32	0,847	114,8	63,9	85,1
-33	0,864	116,5	64,6	86,2
-34	0,881	118,2	65,3	87,3
-35	0,898	119,9	66,0	88,4
-36	0,915	121,6	66,6	89,5
-37	0,932	123,3	67,3	90,6
-38	0,949	124,9	68,0	91,7
-39	0,966	126,6	68,7	92,8
-40	0,983	128,3	69,3	93,9
-41	1,0	130,0	70	95,0

Приложение Б

Таблица П.2. Исходные данные для гидравлического расчета на отопление

№ участка	Диаметр d_y , м	Длина L , м	Сум. коэф. местн.сопр.	Расход воды $G_{св}$, т/ч	Скорость ω , м/с
1	0,050	350	0,9	3,62	0,539
2	0,032	22	0,5	0,03	0,011
3	0,032	95	0,8	3,65	1,326
4	0,040	98	0,4	1,60	0,372
5	0,032	22	0,5	0,53	0,193
6	0,080	19	0,6	2,13	0,124
7	0,070	61	0,5	1,07	0,081
8	0,040	96	0,8	3,20	0,744
9	0,100	7	0,5	1,32	0,049
10	0,125	77	1,9	4,52	0,108
11	0,175	219	0,6	8,17	0,099
12	0,080	58	0,5	4,17	0,242
13	0,040	13	0,5	2,82	0,656
14	0,080	70	0,5	6,99	0,406
15	0,032	25	0,5	1,15	0,418
16	0,080	93	0,3	8,14	0,473
17	0,080	14	0,5	16,31	0,948
18	0,250	45	0,5	24,45	0,146
19	0,300	100	0,5	40,76	0,168
20	0,125	70	0,3	3,05	0,073
21	0,032	10	0,5	0,32	0,116
22	0,100	19	0,3	3,37	0,125
23	0,125	36	0,5	2,87	0,068
24	0,050	160	0,3	6,24	0,929
25	0,080	60	0,5	1,1	0,064
26	0,150	85	5,5	7,34	0,121
27	0,300	303	0,5	48,1	0,199
28	0,040	25	0,4	4,95	1,151
29	0,080	14	0,5	0,7	0,041
30	0,040	13	0,4	5,65	1,314
31	0,050	25	0,5	4,13	0,615
32	0,080	52	0,3	9,78	0,568
33	0,032	37	0,5	0,05	0,018

Продолжение таблицы П.2

34	0,080	48	0,3	9,83	0,571
35	0,300	38	1,3	57,93	0,086
36	0,032	144	0,3	0,12	0,044
37	0,250	50	0,3	58,05	0,346
38	0,040	7	0,5	0,48	0,112
39	0,250	77	0,3	58,53	0,348
40	0,300	3	0,5	0,25	0,001
41	0,150	58	0,3	58,78	0,972
42	0,040	13	0,4	3,93	0,914
43	0,080	70	0,4	6,2	0,360
44	0,100	219	5,5	10,13	0,377
45	0,300	70	0,5	68,91	0,103
46	0,032	25	0,5	0,27	0,098
47	0,300	93	0,5	69,18	0,103
48	0,032	13	0,5	0,67	0,243
49	0,300	100	0,4	69,85	0,104
50	0,032	22	0,4	2,55	0,926
51	0,300	160	1,3	72,4	0,108

Таблица П.3. Результаты гидравлического расчета на отопление.

№ уч.	Поправ. коэф-т b	Расч. знач. уд. потерь R _л , мм/м	Потери напора на участке				dH от ист-ка	dH _р в конце уч.
			dH _л , м	dH _м , м	dH _с , м	dH _{2с} , м	dH _и , м	dH _в , м
1	1,12	11,92	4,174	0,013	4,187	8,374	35,392	9,608
2	1,14	0,01	0,000	0,000	0,000	0,000	27,018	17,982
3	1,14	128,49	12,206	0,070	12,277	24,553	27,018	17,982
4	1,13	7,58	0,743	0,003	0,746	1,492	9,865	35,135
5	1,14	2,79	0,061	0,001	0,062	0,125	8,498	36,502
6	1,11	0,36	0,007	0,000	0,007	0,015	8,373	36,627
7	1,12	0,19	0,012	0,000	0,012	0,024	8,382	36,618
8	1,13	30,34	2,912	0,022	2,934	5,868	8,359	36,641
9	1,11	0,05	0,000	0,000	0,000	0,001	2,492	42,508
10	1,10	0,16	0,012	0,001	0,013	0,026	2,491	42,509
11	1,10	0,09	0,019	0,000	0,020	0,039	2,465	42,535
12	1,11	1,33	0,077	0,001	0,079	0,157	4,063	40,937

Продолжение таблицы П.3

13	1,13	23,56	0,306	0,010	0,317	0,633	4,539	40,461
14	1,11	3,74	0,262	0,004	0,266	0,531	3,906	41,094
15	1,14	12,75	0,319	0,004	0,323	0,646	4,021	40,979
16	1,11	5,07	0,471	0,003	0,475	0,949	3,375	41,625
17	1,11	20,34	0,285	0,022	0,307	0,613	2,425	42,575
18	1,10	0,12	0,005	0,001	0,006	0,012	1,824	43,176
19	1,10	0,13	0,013	0,001	0,013	0,027	1,812	43,188
20	1,10	0,07	0,005	0,000	0,005	0,010	13,205	31,795
21	1,14	1,04	0,010	0,000	0,011	0,021	13,216	31,784
22	1,11	0,28	0,005	0,000	0,006	0,011	13,195	31,805
23	1,10	0,06	0,002	0,000	0,002	0,005	13,189	31,811
24	1,12	35,43	5,669	0,013	5,682	11,363	13,184	31,816
25	1,11	0,10	0,006	0,000	0,006	0,012	1,833	43,167
26	1,10	0,16	0,013	0,033	0,017	0,035	1,820	43,180
27	1,10	0,17	0,053	0,009	0,054	0,108	1,786	43,214
28	1,13	72,59	1,815	0,005	1,840	3,681	9,373	35,627
29	1,11	0,04	0,001	0,000	0,001	0,001	5,694	39,306
30	1,13	94,57	1,229	0,033	1,263	2,526	5,693	39,307
31	1,12	15,52	0,338	0,009	0,397	0,794	3,961	41,039
32	1,11	7,31	0,380	0,005	0,385	0,770	3,167	41,833
33	1,14	0,03	0,001	0,000	0,001	0,002	2,399	42,601
34	1,11	7,39	0,355	0,005	0,359	0,719	2,397	42,603
35	1,10	0,25	0,009	0,004	0,013	0,026	1,678	43,322
36	1,14	0,16	0,022	0,000	0,022	0,045	1,697	43,303
37	1,10	0,64	0,032	0,002	0,034	0,068	1,652	43,348
38	1,13	0,72	0,005	0,000	0,005	0,011	1,594	43,406
39	1,10	0,66	0,050	0,002	0,052	0,105	1,584	43,416
40	1,10	0,00	0,000	0,000	0,000	0,000	1,479	43,521
41	1,10	9,66	0,560	0,014	0,574	1,148	1,479	43,521
42	1,13	45,76	0,595	0,016	0,611	1,222	2,694	42,306
43	1,11	2,94	0,206	0,003	0,208	0,417	1,889	43,111
44	1,11	2,43	0,533	0,038	0,570	1,141	1,472	43,528
45	1,10	0,35	0,024	0,002	0,027	0,053	0,331	44,669
46	1,14	0,74	0,019	0,000	0,019	0,038	0,316	44,684
47	1,10	0,35	0,033	0,002	0,035	0,069	0,278	44,722
48	1,14	4,33	0,056	0,001	0,058	0,115	0,324	44,676
49	1,10	0,36	0,036	0,001	0,037	0,075	0,209	44,791
50	1,14	62,71	1,380	0,017	1,396	2,793	2,927	42,073
51	1,10	0,38	0,062	0,006	0,067	0,134	0,134	44,866

Таблица П.4. Исходные данные для гидравлического расчета на ГВС.

№ участка	Диаметр d_y , м	Длина L, м	Сум. коэф. местн.сопр.	Расход воды $G_{св}$, т/ч	Скорость ω , м/с
1	0.032	350.0	0.4	0.400	0.140
2	0.032	22.0	0.5	0.083	0.029
3	0.032	95.0	0.4	0.483	0.169
4	0.032	98.0	0.4	0.083	0.029
5	0.032	22.0	0.5	0.280	0.098
6	0.032	19.0	0.6	0.360	0.126
7	0.040	61.0	0.5	0.083	0.019
8	0.032	96.0	0.4	0.443	0.155
9	0.040	7.0	0.5	0.280	0.063
10	0.032	77.0	2.3	0.723	0.254
11	0.032	219.0	0.5	1.206	0.423
12	0.032	58.0	0.3	0.400	0.140
13	0.032	13.0	0.5	0.400	0.140
14	0.032	70.0	0.3	0.800	0.281
15	0.032	25.0	0.5	0.280	0.098
16	0.032	93.0	1.1	1.080	0.379
17	0.050	14.0	0.5	2.286	0.329
18	0.050	45.0	0.5	3.366	0.484
19	0.070	100.0	0.7	5.652	0.414
20	0.070	70.0	0.8	0.400	0.029
21	0.080	10.0	0.5	3.350	0.188
22	0.070	19.0	0.4	3.750	0.275
23	0.040	36.0	0.5	0.400	0.090
24	0.070	160.0	0.3	4.150	0.304
25	0.032	60.0	0.5	0.280	0.098
26	0.050	85.0	2.0	4.430	0.637
27	0.080	303.0	0.5	10.082	0.566
28	0.032	25.0	0.5	0.400	0.140
29	0.050	14.0	0.5	2.530	0.364
30	0.050	13.0	0.3	2.930	0.421
31	0.050	25.0	0.5	5.020	0.721
32	0.080	52.0	0.5	7.950	0.446
33	0.032	37.0	0.5	0.083	0.029
34	0.080	48.0	2.0	8.033	0.451
35	0.100	38.0	1.3	18.115	0.651

Продолжение таблицы П.4

36	0.032	144.0	0.5	0.280	0.098
37	0.100	50.0	0.4	18.395	0.661
38	0.032	7.0	0.5	0.280	0.098
39	0.100	77.0	0.4	18.675	0.671
40	0.032	3.0	0.5	0.280	0.098
41	0.100	58.0	0.6	18.955	0.681
42	0.040	13.0	0.5	2.800	0.629
43	0.032	70.0	0.5	0.800	0.281
44	0.050	219.0	5.5	3.600	0.517
45	0.100	70.0	0.4	22.555	0.810
46	0.040	25.0	0.5	0.200	0.045
47	0.100	93.0	0.4	22.755	0.818
48	0.032	13.0	0.5	0.200	0.070
49	0.100	100.0	0.3	22.955	0.825
50	0.032	22.0	0.5	0.400	0.140
51	0.100	160.0	0.3	23.155	0.832

Таблица П.5. Результаты гидравлического расчета на ГВС.

№ уч.	Поправ. коэф-т b	Расч. знач. уд. потерь R _л , мм/м	Потери напора на участке				dH от ист-ка	dHр в конце уч.
			dH _л , м	dH _м , м	dH _с , м	dH _{2с} , м	dH _и , м	dH _и , м
1	1.14	1.68	0.587	0.000	0.587	1.175	29.527	5.473
2	1.14	0.08	0.002	0.000	0.002	0.004	28.356	6.644
3	1.14	2.38	0.226	0.001	0.226	0.453	28.352	6.648
4	1.14	0.08	0.008	0.000	0.008	0.015	29.187	5.813
5	1.14	0.83	0.018	0.000	0.019	0.037	29.209	5.791
6	1.14	1.36	0.026	0.001	0.026	0.053	29.172	5.828
7	1.13	0.03	0.002	0.000	0.002	0.003	29.122	5.878
8	1.14	2.00	0.192	0.000	0.192	0.385	29.119	5.881
9	1.13	0.26	0.002	0.000	0.002	0.004	28.738	6.262
10	1.14	5.32	0.410	0.008	0.417	0.835	28.735	6.265
11	1.14	14.81	3.243	0.005	3.248	6.496	27.900	7.100
12	1.14	1.68	0.097	0.000	0.098	0.195	24.738	10.262
13	1.14	1.68	0.022	0.000	0.022	0.045	24.588	10.412
14	1.14	6.52	0.456	0.001	0.457	0.915	24.543	10.457

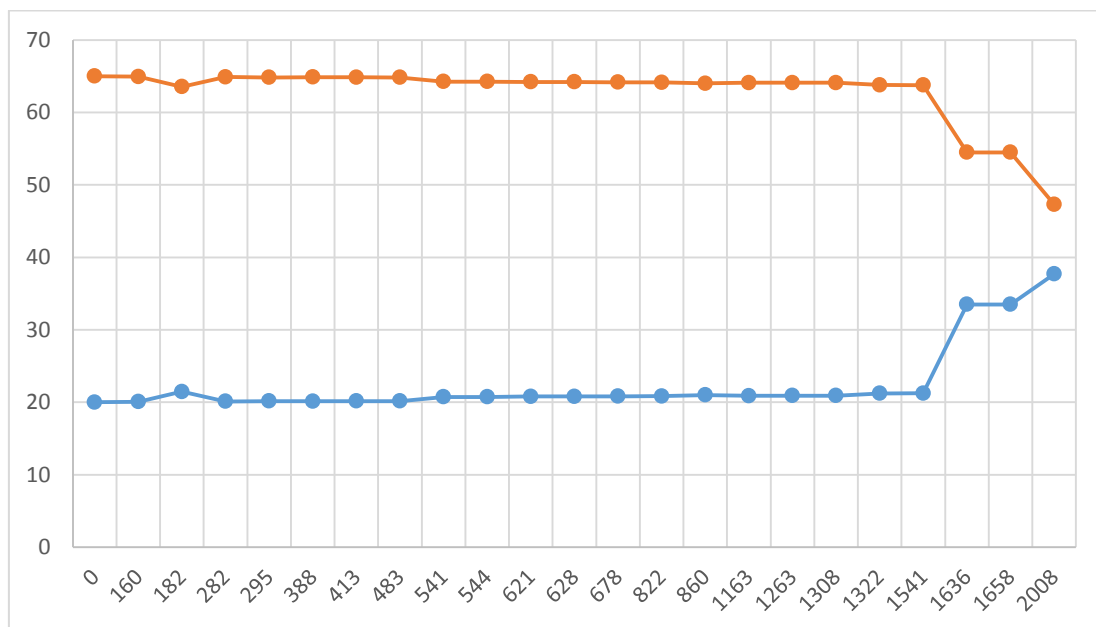
Продолжение таблицы П.5

15	1.14	0.83	0.021	0.000	0.021	0.042	23.670	11.330
16	1.14	11.88	1.105	0.008	1.112	2.224	23.628	11.372
17	1.12	5.02	0.070	0.003	0.073	0.146	21.404	13.596
18	1.12	10.89	0.490	0.006	0.496	0.991	22.249	12.751
19	1.12	5.25	0.525	0.006	0.531	1.061	21.258	13.742
20	1.12	0.03	0.002	0.000	0.002	0.004	24.485	10.515
21	1.11	0.91	0.009	0.001	0.010	0.020	24.501	10.499
22	1.12	2.31	0.044	0.002	0.045	0.091	24.481	10.519
23	1.13	0.52	0.019	0.000	0.019	0.038	24.428	10.572
24	1.12	2.83	0.453	0.001	0.454	0.908	24.390	10.610
25	1.14	0.83	0.050	0.000	0.050	0.100	23.582	11.418
26	1.12	18.86	1.603	0.040	1.643	3.286	23.482	11.518
27	1.11	8.21	2.487	0.007	2.494	4.988	20.196	14.804
28	1.14	1.68	0.042	0.000	0.042	0.085	16.595	18.405
29	1.12	6.15	0.086	0.003	0.089	0.179	16.689	18.311
30	1.12	8.25	0.107	0.003	0.110	0.220	16.510	18.490
31	1.12	24.21	0.605	0.013	0.618	1.237	17.527	17.473
32	1.11	5.10	0.265	0.005	0.270	0.541	16.290	18.710
33	1.14	0.08	0.003	0.000	0.003	0.006	15.756	19.244
34	1.11	5.21	0.250	0.021	0.271	0.541	15.750	19.250
35	1.11	8.21	0.312	0.028	0.340	0.679	15.208	19.792
36	1.14	0.83	0.120	0.000	0.120	0.240	14.769	20.231
37	1.11	8.47	0.423	0.009	0.432	0.864	14.529	20.471
38	1.14	0.83	0.006	0.000	0.006	0.012	13.665	21.335
39	1.11	8.73	0.672	0.009	0.681	1.363	13.653	21.347
40	1.14	0.83	0.002	0.000	0.003	0.005	12.295	22.705
41	1.11	8.99	0.521	0.015	0.536	1.072	12.290	22.710
42	1.13	24.52	0.319	0.010	0.329	0.657	17.477	17.523
43	1.14	6.52	0.456	0.002	0.458	0.916	17.736	17.264
44	1.12	12.45	2.727	0.074	2.801	5.602	16.820	18.180
45	1.11	12.73	0.891	0.013	0.904	1.809	11.218	23.782
46	1.13	0.14	0.003	0.000	0.003	0.007	9.416	25.584
47	1.11	12.96	1.205	0.013	1.218	2.437	9.409	25.591
48	1.14	0.43	0.006	0.000	0.006	0.011	6.984	28.016
49	1.11	13.19	1.319	0.010	1.329	2.657	6.973	28.027
50	1.14	1.68	0.037	0.000	0.037	0.075	4.390	30.610
51	1.11	13.42	2.147	0.011	2.158	4.315	4.315	30.685

Приложение В

- **Пьезометрический график после реконструкции**

График П.1 – Пьезометрический график к котельной "П.Морозова"



- **Пьезометрические графики до реконструкции**

График П.2 – Пьезометрический график к котельной "Тельмана"

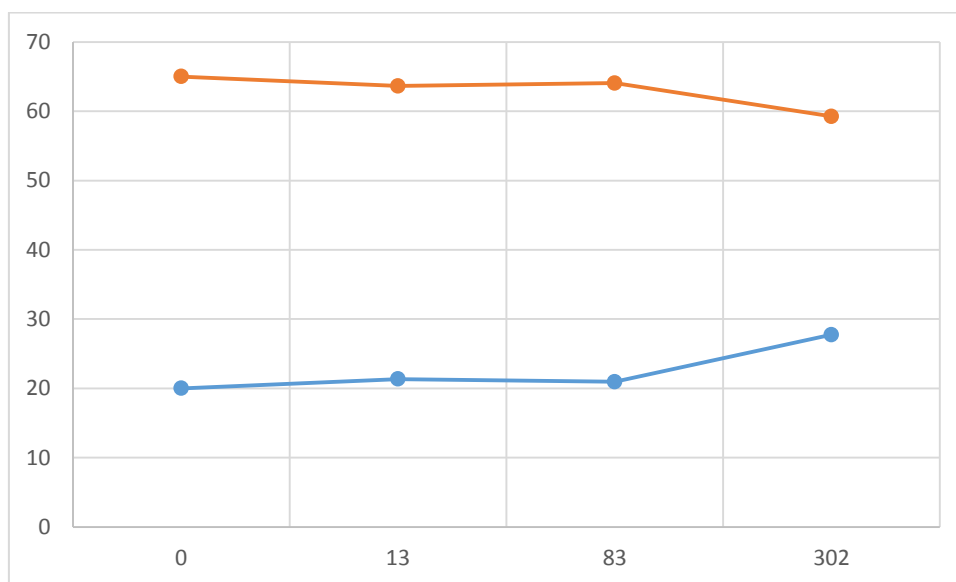
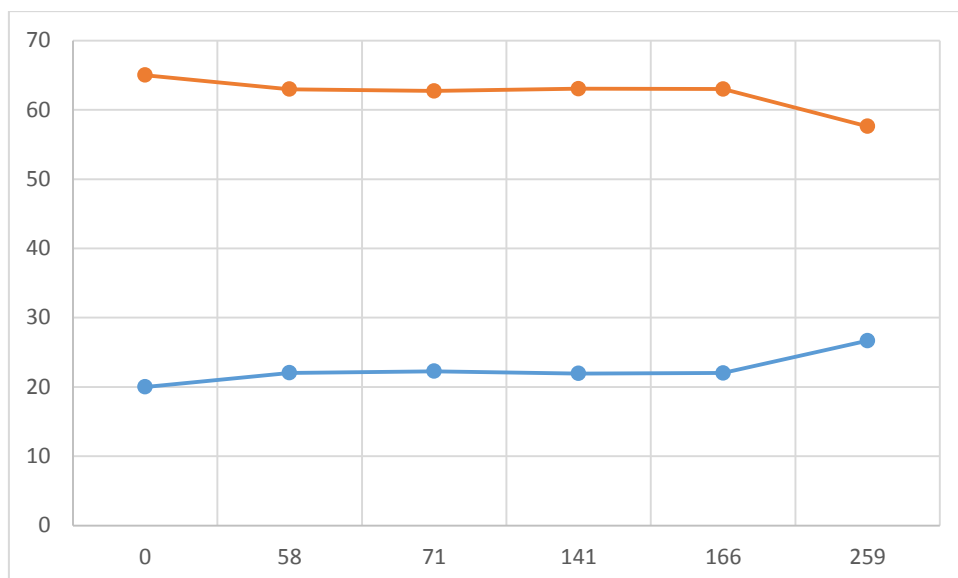


График П.3 – Пьезометрический график к котельной "Гора"



Приложение Г

Таблица П.6 – Расчет нормативного технологических потерь тепловой энергии теплопередачей через теплоизоляционные конструкции трубопроводов тепловых сетей

Год постройки	Условный диаметр труб, мм	Протяженность по трассе, м	Количество труб, шт	Способ прокладки	Коэффициент местных тепловых потерь, β	Удельная норма плотности теплового потока, ккал/м ² ·ч	Потери тепловой энергии с поверхности изоляции, Гкал/ч
Отопление							
2006	80	163	2	В непроходных каналах	1,2	51	0,0099
2007	70	61	2	В непроходных каналах	1,2	47,67	0,0035
2007	40	96	2	В непроходных каналах	1,2	36	0,0041
2006	150	85	1	Надземная на опорах	1,2	Обр. 41,44	Обр. 0,0042
						Под. 61,32	Под. 0,0063
2006	125	77	1	Надземная на опорах	1,2	37,48	0,0034
						55,84	0,0052
2006	100	19	1	Надземная на опорах	1,2	33,48	0,0008
						50,8	0,0012
2006	80	70	1	Надземная на опорах	1,2	31,16	0,0026
						46,76	0,0039
2006	40	98	1	Надземная на опорах	1,2	23,2	0,0027
						35,2	0,0041
2006	32	139	1	Надземная на опорах	1,2	21,6	0,0036
						33,32	0,0056
2007	50	350	1	Надземная на опорах	1,2	25,52	0,0107
						38,72	0,0163
2007	40	51	1	Надземная на опорах	1,2	23,2	0,0014
						35,2	0,0022
2007	32	72	1	Надземная на опорах	1,2	21,6	0,0019
						33,32	0,0029
2007	125	70	1	Надземная на опорах	1,2	37,48	0,0031
						61,32	0,0052

Продолжение таблицы П.6

2008	300	303	1	Надземная на опорах	1,15	65,68	0,0229
						95	0,0331
2008	250	95	1	Надземная на опорах	1,15	56,04	0,0061
						81,92	0,0089
2008	32	144	1	Надземная на опорах	1,2	21,6	0,0037
						33,32	0,0058
2006	175	219	1	Надземная на опорах	1,15	46,22	0,0116
						69,6	0,0175
2006	125	36	1	Надземная на опорах	1,2	37,48	0,0016
						55,84	0,0024
2006	100	7	1	Надземная на опорах	1,2	33,48	0,0003
						50,8	0,0004
2006	80	147	1	Надземная на опорах	1,2	31,16	0,0055
						46,76	0,0082
2006	40	7	1	Надземная на опорах	1,2	23,2	0,0002
						35,2	0,0003
2006	32	144	1	Надземная на опорах	1,2	21,6	0,0037
						33,32	0,0058
2007	50	160	1	Надземная на опорах	1,2	25,52	0,0049
						38,72	0,0074
2007	40	13	1	Надземная на опорах	1,2	23,2	0,0004
						35,2	0,0005
2007	32	25	1	Надземная на опорах	1,2	21,6	0,0006
						33,32	0,0009
2007	125	36	1	Надземная на опорах	1,2	37,48	0,0016
						61,32	0,0026
2008	300	304	1	Надземная на опорах	1,15	65,68	0,0229
						95	0,0332
2008	250	77	1	Надземная на опорах	1,15	56,04	0,0049
						81,92	0,0073
2008	100	219	1	Надземная на опорах	1,2	33,48	0,0088
						50,8	0,0134
Горячее водоснабжение							
2006	70	100	2	В непроходных каналах	1,2	47,67	0,0057

Продолжение таблицы П.6

2006	50	14	2	В непроходных каналах	1,2	40	0,0007
2006	32	51	2	В непроходных каналах	1,2	34	0,0021
2007	32	22	2	В непроходных каналах	1,2	34	0,0009
2007	32	95	2	В непроходных каналах	1,2	34	0,0039
2007	32	98	2	В непроходных каналах	1,2	34	0,0039
2007	32	93	2	В непроходных каналах	1,2	34	0,0038
2006	80	303	1	Надземная на опорах	1,2	31,16	0,0113
						46,76	0,0170
2006	70	70	1	Надземная на опорах	1,2	32,95	0,0028
						48,27	0,0041
2006	50	45	1	Надземная на опорах	1,2	25,52	0,0014
						38,72	0,0021
2006	40	61	1	Надземная на опорах	1,2	23,2	0,0017
						35,2	0,0026
2006	32	70	1	Надземная на опорах	1,2	21,6	0,0018
						33,32	0,0028
2006	32	350	1	Надземная на опорах	1,2	21,6	0,0091
						33,32	0,0139
2007	32	122	1	Надземная на опорах	1,2	21,6	0,0032
						33,32	0,0049
2008	80	70	1	Надземная на опорах	1,2	31,16	0,0026
						46,76	0,0039
2008	100	88	1	Надземная на опорах	1,2	33,48	0,0035
						50,8	0,0054
2006	80	30	1	Надземная на опорах	1,2	31,16	0,0011
						46,76	0,0017
2006	70	179	1	Надземная на опорах	1,2	32,95	0,0071
						48,27	0,0104
2006	50	99	1	Надземная на опорах	1,2	25,52	0,0030
						38,72	0,0046

Продолжение таблицы П.6

2006	40	20	1	Надземная на опорах	1,2	23,2	0,0006
						35,2	0,0008
2006	32	77	1	Надземная на опорах	1,2	21,6	0,0019
						33,32	0,0031
2006	32	219	1	Надземная на опорах	1,2	21,6	0,0057
						33,32	0,0088
2007	32	95	1	Надземная на опорах	1,2	21,6	0,0025
						33,32	0,0038
2008	80	58	1	Надземная на опорах	1,2	31,16	0,0022
						46,76	0,0033
2008	100	135	1	Надземная на опорах	1,2	33,48	0,0054
						50,8	0,0082
Отопление							
1998	80	19	2	В непроходных каналах	1,2	32	0,0007
Горячее водоснабжение							
1998	40	36	2	В непроходных каналах	1,2	23	0,0009
Отопление							
1991	50	25	2	В непроходных каналах	1,2	46	0,0014
1990	32	38	2	В непроходных каналах	1,2	40,24	0,0018
1990	80	48	2	В непроходных каналах	1,2	52	0,0029
Горячее водоснабжение							
1991	80	48	1	В непроходных каналах	1,2	52	0,0029
1990	100	70	1	В непроходных каналах	1,2	56	0,0047
1990	50	13	1	В непроходных каналах	1,2	46	0,0007
1991	100	70	1	В непроходных каналах	1,2	56	0,0047
1990	32	70	1	В непроходных каналах	1,2	40,24	0,0034

Продолжение таблицы П.6

1990	50	25	1	В непроходных каналах	1,2	46	0,0014
Отопление							
До 1990	300	100	2	В непроходных каналах	1,15	183	0,0210
	150	58	2	В непроходных каналах	1,2	117	0,0081
	80	70	2	В непроходных каналах	1,2	88	0,0074
	32	22	1	Надземная на опорах	1,2	38,41	0,0010
						58,31	0,0015
	300	160	1	Надземная на опорах	1,15	112,8	0,0208
						160,8	0,0296
Горячее водоснабжение							
	100	193	2	В непроходных каналах	1,2	96	0,0222
	70	53	2	В непроходных каналах	1,2	82	0,0052
	32	118	2	В непроходных каналах	1,2	61,92	0,0088
	32	122	2	В непроходных каналах	1,2	61,92	0,0091
	40	25	2	В непроходных каналах	1,2	66,4	0,0019
	32	83	2	В непроходных каналах	1,2	61,92	0,0062
	100	160	1	Надземная на опорах	1,2	62,68	0,0120
						89,48	0,0172
	32	144	1	Надземная на опорах	1,2	38,41	0,0066
						58,31	0,0101
Итого					Отопление, Гкал/год		0,4475
					ГВС, Гкал/год		0,3069

Приложение Д

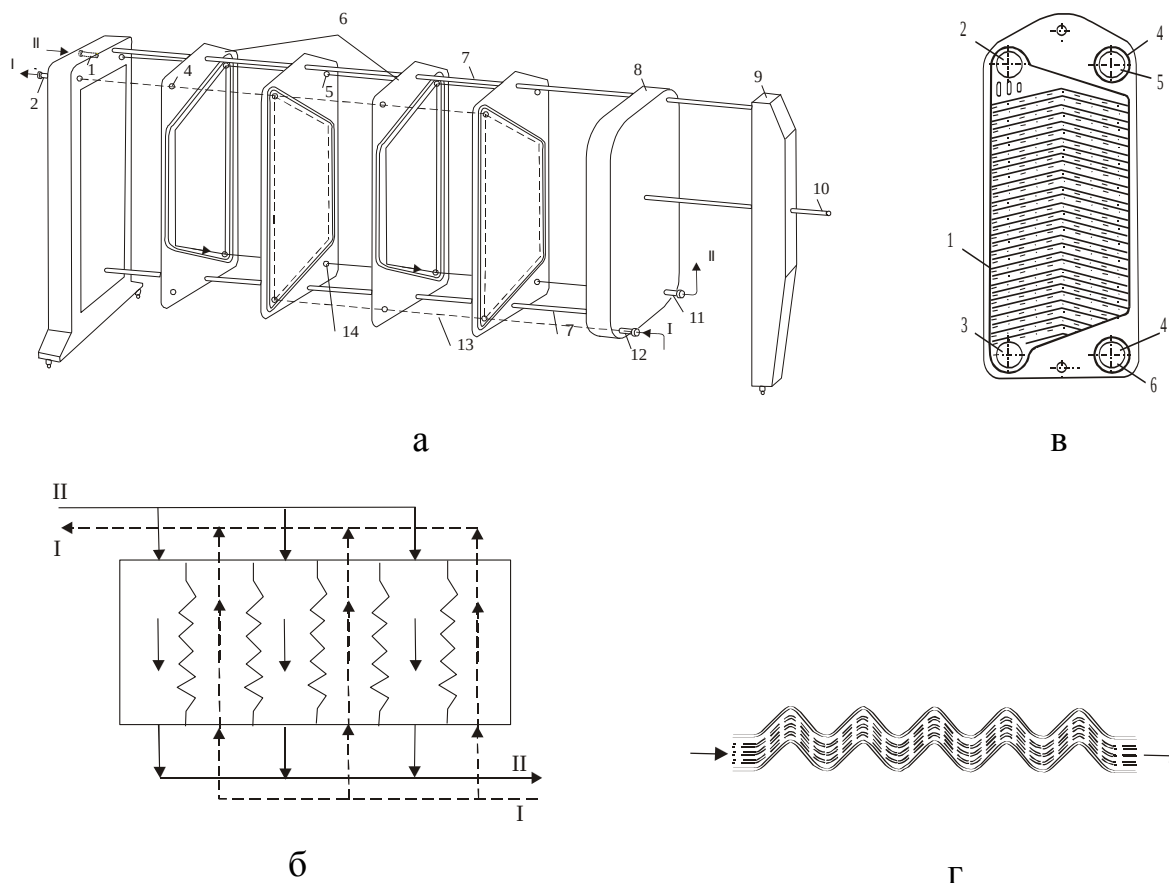


Рисунок П.1 – Пластинчатый теплообменник и его элементы.

а – монтажная схема однопоточного аппарата: 1, 11 – штуцера ввода и вывода теплоносителя II; 2, 12 - штуцера вывода и ввода теплоносителя I; 3 – неподвижная плита; 4, 13 – каналы для движения теплоносителя I (пунктирная линия); 5, 14 - каналы для движения теплоносителя II; 6 – четные пластины, считая, слева направо (остальные пластины нечетные), обтекаемые теплоносителем I справа и теплоносителем II слева; 7 – направляющие стержни; 8 – подвижная плита; 9 – неподвижная стойка; 10 – стяжное винтовое устройство;

б – схема движения теплоносителя I и II в однопоточном (одноходовом) теплообменнике;

в – устройство одного из типов пластин: 1 – прокладка, ограничивающая пространство между пластинами, по которому движется теплоноситель I (снизу вверх); 2, 3 – отверстия для прохода этого теплоносителя; 4 – две малые кольцевые прокладки, уплотняющие отверстия 5 и 6, через которые проходит теплоноситель II;

г – характер потока жидкости в пространстве между двумя соседними гофрированными пластинами.