

**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
<b>Проект реконструкции системы и источника теплоснабжения микрорайона «Гагарина» в г. Асино</b>

УДК 697.34.001.6-048.35(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<b>3-5Б13</b>	<b>Непряхина Екатерина Витальевна</b>		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Ляликов Борис Анатольевич	К. Т. Н.		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Гусельников Михаил Эдуардович	К. Т. Н.		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТПТ	Кузнецов Гений Владимирович	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
<b>3-5Б13</b>	<b>Непряхина Екатерина Витальевна</b>

Тема работы:

<b>Проект реконструкции системы и источника теплоснабжения микрорайона «Гагарина» в г. Асино</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 3778/с от 25.05.2016

Срок сдачи студентом выполненной работы:	10.06.2016 г.
--	---------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b></p> <p><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></p>	<p><b>Технико-экономические характеристики элементов системы теплоснабжения микрорайона «Гагарина» г. Асино: состав теплопотребителей района теплоснабжения, характеристики основного и вспомогательного оборудования источника теплоснабжения, тепловой сети, внутренних системах теплопотребления).</b></p>
---	---

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p><b>Расчет и анализ действующих и перспективных тепловых и гидравлических режимов работы элементов системы теплоснабжения микрорайона «Гагарина» г. Асино. Цель работы – разработать проект реконструкции теплоснабжения микрорайона «Гагарина» как результат закрытия нерентабельных котельных «Октябрь», «Тепличная» и присоединения всей нагрузки к новой модульной котельной «Гагарина».</b></p>
<p><b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p><b>A1 - 6</b></p>

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

*(с указанием разделов)*

Раздел	Консультант
<b>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b>	Кузьмина Н.Г., ст. преп. каф. менеджмента
<b>Социальная ответственность</b>	Гусельников М.Э., к.т.н.

**Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:**


<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	23.03.2016 г.
---	---------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Ляликов Борис Анатольевич	к.т.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Б13	Непряхина Екатерина Витальевна		

## Реферат

Выпускная квалификационная работа 110 с., 2 рисунков, 12 таблиц, 29 источников, 6 приложений, 6 л. графического материала.

Ключевые слова: источник теплоснабжения, система теплоснабжения, отопление, горячее водоснабжение, абонентский ввод, тепловые нагрузки, четырехтрубные системы, тепловой пункт.

Объектом данной дипломной работы является реконструкция системы и источника теплоснабжения микрорайона «Гагарина» г. Асино.

Цель работы – разработать проект реконструкции теплоснабжения микрорайона «Гагарина» как результат закрытия нерентабельных котельных «Октябрь», «Тепличная» и присоединения всей нагрузки к модульной котельной «Гагарина».

В процессе работы произведен конструктивный расчет новых участков тепловой сети и поверочный расчет существующих участков тепловой сети. А также произведен подбор основного и вспомогательного оборудования.

Проект может быть осуществлен в микрорайонах городов, где имеются две и более близкорасположенных котельных при низкой их рентабельности.

## Оглавление

Введение.....	6
1 Проект микрорайона теплоснабжения.....	10
1.1 Расчет тепловых нагрузок.....	10
1.1.1 Расчетная тепловая нагрузка на отопление.....	10
1.1.2 Расчетная тепловая нагрузка на горячее водоснабжение.....	12
1.1.3 Годовой расход тепла на отопление.....	13
1.1.4 Годовой расход на горячее водоснабжение.....	13
1.1.5 Расчетная часовая тепловая нагрузка района теплоснабжения.....	14
1.1.6 Годовой расход теплоты потребителями района теплоснабжения.....	16
1.2 Расчет графиков тепловых нагрузок.....	17
1.3 Выбор регулирования отпуска тепла в тепловые сети.....	22
1.4 Гидравлический расчет тепловой сети.....	25
1.4.1 Основные задачи гидравлического расчета.....	25
1.4.2 Расчетные зависимости.....	26
1.4.3 Конструктивный гидравлический расчет двухтрубной тепловой сети.....	28
1.4.5 Пример гидравлического расчета системы отопления и ГВС.....	31
1.5 Построение пьезометрического графика тепловой сети.....	35
2 Определение нормативных потерь теплоты за отопительный период.....	38
3 Выбор основного оборудования.....	45
4 Расчёт и выбор теплообменника.....	47
5 Химводоочистка в реконструированной котельной.....	59
6 Тепловой расчет тепловой сети.....	64
7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	67
8 Социальная ответственность.....	77
Заключение.....	89
Список использованной литературы.....	91

Приложения А.....	94
Приложение Б.....	96
Приложение В.....	98
Приложение Г.....	104
Приложение Д.....	106
Приложение Е.....	108
Графический материал:	
ФЮРА. 140100.004 ГЧ Генеральный план котельной	
ФЮРА. 140100.004 ГЧ Схема тепловых сетей	
ФЮРА. 140100.004 ГЧ План котельной	
ФЮРА. 140100.004 ГЧ Расположение оборудования	
ФЮРА. 140100.004 ГЧ Расширенная схема котельной	
ФЮРА. 140100.004 ГЧ Тепловая камера	

## Введение

Системы централизованного теплоснабжения характеризуются сочетанием трех основных звеньев: теплоисточников, тепловых сетей и местных систем теплоиспользования (телопотребления) отдельных зданий и сооружений.

Система теплоснабжения г. Асино Томской области характеризуется наличием большого количества (13 шт.) небольших котельных мощностью от 0,5 до 21 МВт, которые в большинстве своем работают на твердом топливе (угле), по двухконтурной схеме. Каждая котельная отапливает и снабжает горячей водой отдельный небольшой микрорайон города. В советские времена в городе существовала своя ТЭЦ мощностью порядка 40 МВт, работавшая на смеси угольной пыли с мазутом. Она находилась на территории Асиновского лесоперерабатывающего завода и снабжала тепловой энергией три больших микрорайона города – «Лесозавод», «Гора», «ТРЗ», а сам комбинат – еще и электроэнергией. Но в перестроечное время комбинат оказался на грани банкротства, и ТЭЦ закрыли. Здания бывших тепловых пунктов переделали под котельные. В 2015г начали восстановление ТЭЦ. В 2016 году планируют запуск ТЭЦ.

В настоящее время, произвели замену оборудования на старых котельных г. Асино. Практически на всех котельных (за исключением «Дружбы») отсутствует система химической подготовки воды, что существенно снижает срок эксплуатации котельных агрегатов и трубопроводов ввиду образования на стенках труб слоя накипи. Котельные агрегаты приходится каждый год ремонтировать, а то и менять.

С 2007 по 2012 год в городе Асино реализуется программа по реконструкции старых котельных с заменой котлов, и вспомогательного оборудования, увеличения их мощности и присоединения нагрузок, близлежащих находящихся в аварийном состоянии котельных к реконструированной котельной. Перевели с одноконтурной системы, на двух контурную систему теплоснабжения.

А также, где нет возможности произвести реконструкцию котельной, взамен устаревших ведется строительство модульных котельных.

Тема проекта реконструкции системы и источника теплоснабжения микрорайона «Гагарина» г. Асино, это результат закрытия двух котельных «Октябрь» и «Тепличная» по причине физического и морального износа котлов кустарного производства типа «НП-18», «Сибирь» с низким коэффициентом полезного действия не превышающих 50%, а также вспомогательного оборудования, сами корпуса котельных которых находились в аварийном состоянии, отсутствие химводоочистки, что существенно снижает срок эксплуатации котельных агрегатов и трубопроводов ввиду образования на стенках труб слоя накипи. Нахождение самих котельных рядом со школой и очень близком расположении жилого сектора, на что не однократно были жалобы от жильцов, нарушалась экология. Следствием всего этого остро встал вопрос о реконструкции котельных:

- строительство новой котельной;
- замена устаревших угольных котлов на новые котельные агрегаты заводского производства;
- установка на котельных систем химводоочистки;
- создание двухконтурных систем теплоснабжения с наличием теплообменных аппаратов;
- автоматизация котельной;

Так, как котельные «Октябрь» и «Тепличная» близко расположены друг относительно друга, было принято решение перенести в одну вместо двух, модульную котельную с присоединением всей нагрузки районов.

Целью данного проекта является подбор основного и вспомогательного оборудования, а также конструктивный расчет новых участков тепловой сети и поверочный расчет существующих участков тепловой сети.



На основании расчета расходов теплоты потребителями выбираем оборудование:

- установка новых котлов КВВ-3МВт, КПД 83%, заводского производства ООО «ОКТАН» на твердом топливе марки ДР Кузбасский разрез ст.Мереть  $Q^p_n=5100$  кДж/кг;
- Установка системы химводоочистки;
- Установка пластинчатых теплообменников с целью создания двухконтурной схемы на отопление и ГВС;
- Замена сетевых насосов;
- Постройка надземной тепловой сети от котельной «Гагарина» с вводами в существующие подземные тепловые сети.
- автоматизация процессов

# 1 Проект микрорайона теплоснабжения

## 1.1 Расчет тепловых нагрузок

Расчет тепловых нагрузок на отопление и горячее водоснабжение будем вести согласно [1].

### 1.1.1 Расчетная тепловая нагрузка на отопление

Расчетную часовую тепловую нагрузку отопления при отсутствии проектных данных будем определять по укрупненным показателям.

Тепловые потери  $Q_t$  через наружные ограждения, по наружному объему здания  $V_n$  определим по формуле (1.1):

$$Q_{ov}^p = \beta q_{ov} V_n (t_e - t_o^p), \text{ Гкал/ч}; \quad (1.1)$$

где  $q_{ov}$  – удельный тепловой поток,  $\text{ккал/ч} \cdot \text{м}^2$ , удельная отопительная характеристика на отопление  $1 \text{ м}^3$  объема жилых зданий,  $\text{ккал}/(\text{м}^3 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{C})$  [1];

$\beta$  – коэффициент, учитывающий поправку на климатическую зону [1];

$V$  – наружный объем здания,  $\text{м}^3$ ;

$t_{ep}$  – расчетная температура воздуха внутри помещения,  $^\circ\text{C}$  [2];

$t_{no}$  – расчетная наружная температура воздуха для отопления,  $^\circ\text{C}$  [1].

Для жилых зданий  $t_e$  принимается [3]

$$t_{ep} = 20 \text{ } ^\circ\text{C} .$$

Расчетная наружная температура воздуха для отопления (г. Асино) [2]

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

Коэффициент  $\beta$  [1]

Значение  $V$ ,  $\text{м}^3$ , следует принимать по информации типового или индивидуального проектов здания или бюро технической инвентаризации (БТИ).

### 1.1.2 Расчетная тепловая нагрузка на горячее водоснабжение

Средний тепловой поток на горячее водоснабжение [1]

$$Q_{\text{звс}}^{\text{ср}} = \frac{1,2m(a+b)(55-t_x)c}{24 \cdot 3.6}, \text{ Гкал/ч} \quad (1.2)$$

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

$m$  – расчетное число потребителей горячей воды;

$a$  – норма расхода воды на горячее водоснабжение при температуре  $55^\circ\text{C}$  на одного человека в сутки, проживающего в здании с горячим водоснабжением, л/сут.; должна быть утверждена местным органом самоуправления; при отсутствии утвержденных норм принимается по таблице Приложения 3 (обязательного) СНиП 2.04.01-85;

$b$  – норма расхода воды на ГВС в общественных зданиях при температуре  $55^\circ\text{C}$  принимается по таблице Приложения 3 (обязательного) СНиП 2.04.01-85;

$t_{xz}$  – температура холодной (водопроводной) воды в зимний период, принимается равной  $5^\circ\text{C}$ ,  $^\circ\text{C}$ ;

$c$  – удельная изобарная теплоемкость воды, равна  $4,187$  ( $1 \text{ ккал}/(\text{кг} \cdot ^\circ\text{C})$ );

Норма расхода горячей воды на 1 человека в сутки с душами и ваннами [4]

$$a = 105 \text{ л/сут.}$$

При отсутствии данных о температуре холодной воды, принимаем в зимний период [1]

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

Максимальный тепловой поток на ГВС жилых и общественных зданий

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

Средний тепловой поток на ГВС в неотапительный (летний) период

$$Q_{\text{гвс}(л)}^{cp} = Q_{\text{гвс}}^{cp} \frac{(55 - t_l)}{(55 - t_3)} \beta, \text{ Гкал/ч} \quad (1.4)$$

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

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

При отсутствии данных о температуре холодной воды, принимаем в летний период [1, стр.10]

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

Коэффициент  $\beta$  принимается [1]

$$\beta = 0,8.$$

### 1.1.3 Годовой расход тепла на отопление

$$Q_o^{zod} = Q_o^{cp} \cdot n_o, \text{ Гкал}, \quad (1.5)$$

где,  $Q_o^{cp}$  - средняя тепловая нагрузка за отопительный период, Гкал/ч;

$$Q_o^{cp} = Q_o^p \cdot \frac{t_{ep} - t_n^{cpo}}{t_{ep} - t_{но}}, \text{ Гкал / ч}, \quad (1.6)$$

$n_o$  - продолжительность работы системы отопления (для жилых и общественных зданий – продолжительность отопительного периода), ч/год.

### 1.1.4 Годовой расход теплоты на горячее водоснабжение

$$Q_{\text{гвс}}^{zod} = Q_{\text{гвс}}^{cp} \cdot \left[ n_o + 0,8 \frac{t_2 - t_x^l}{t_2 - t_x^3} (n_2 - n_o) \right], \text{ Гкал} \quad (1.7)$$

где 0,8 – коэффициент, учитывающий снижение среднечасового расхода на горячее водоснабжение летом по отношению к отопительному сезону [1];

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

$n_2$  – длительность работы системы горячего водоснабжения, при отсутствии данных принимаем, 8400ч/год, [1].

$t_{г}^l, t_x^3$  - температура соответственно горячей воды и холодной водопроводной воды летом и зимой, °С.

1.1.5 Пример расчета нагрузок на отопление и горячее водоснабжение (нагрузка на вентиляцию отсутствует, т.к. все потребители, подключенные к данной котельной относятся к категории жилых зданий).

Произведем расчет тепловых нагрузок для жилого дома по ул. Гагарина, 8.

1.1.5.1 Расчетная нагрузка на отопление:

$$\begin{aligned} Q_o &= \beta \cdot q_{ov} \cdot V \cdot (t_{gp} - t_{но}) = \\ &= 0,9 \cdot 0,37 \cdot 18459 \cdot (20 + 41) = 0,375 \text{ Гкал / ч} \end{aligned}$$

1.1.5.2 Годовая нагрузка на отопление:

$$Q_o^{год} = Q_o^{cp} \cdot n_o = 0,179 \cdot 239 \cdot 24 = 1026 \text{ Гкал}$$

$$Q_o^{cp} = Q_o^p \frac{t_{gp} - t_n^{cpo}}{t_{gp} - t_{но}} = 0,375 \frac{20 + 9,1}{20 + 41} = 0,179 \text{ Гкал / ч}$$

1.1.5.3 Средняя расчетная нагрузка на горячее водоснабжение:

$$Q_{гвс}^{ср.н} = \frac{1,2 \cdot m \cdot (a + \vartheta) \cdot (55 - t_{хз}) \cdot c_p^{ср}}{24} \cdot 10^{-6} =$$

$$= \frac{1,2 \cdot 121 \cdot 105 \cdot (55 - 5)}{24} \cdot 10^{-6} = 0,0318, \text{ Гкал/ч},$$

1.1.5.4 Максимальная расчетная нагрузка на горячее водоснабжение:

$$Q_{гвс}^{\max} = 2,4 \cdot Q_{гвс}^{ср.н} \cdot 10^{-6} =$$

$$= 2,4 \cdot 0,0318 = 0,0762, \text{ Гкал/ч}.$$

1.1.5.5 Годовое потребление тепла на нужды горячего водоснабжения:

$$Q_{гвс}^{год} = Q_{гвс}^{ср} \cdot \left[ n_o + 0,8 \frac{t_2 - t_x^л}{t_2 - t_x^з} (n_z - n_o) \right] =$$

$$= 0,0318 \cdot \left[ 239 \cdot 24 + 0,8 \frac{55 - 15}{55 - 5} \cdot (8400 - 5736) \right] = 236,36 \text{ Гкал}$$

Аналогично производится расчет тепловых нагрузок для остальных потребителей.

Результаты расчета сводим в таблицу 1.2.

Таблица 1.2 – Расчет тепловых нагрузок

Адрес	V, м <sup>3</sup>	Q <sub>о</sub> , Гкал/ч	Q <sub>ср.гв</sub> с, Гкал/ч	Q <sub>макс.г</sub> вс, Гкал/ч	Q <sub>лет.гвс</sub> , Гкал/ч	Q <sub>год.о</sub> , Гкал	Q <sub>год.г</sub> вс, Гкал
ул. Гагарина, 8	18459	0,375	0,0318	0,0762	0,0203	1026	236,34
ул. Гагарина, 6	19129	0,389	0,0163	0,0391	0,0104	1063,3	121,10
ул. Гагарина, 4	4019	0,104	0,0018	0,0044	0,0012	283,75	13,67
ул. Хвойная, 3	152	0,007	0,0008	0,0019	0,0005	19,87	5,86

ул. Хвойная, 56	13984	0,284	0,0123	0,0300	0,0079	777,27	91,80
ул. Хвойная, 52	4175	0,108	0,0055	0,0132	0,0035	294,78	41,02
ул. 370 стрелковой дивизии, 46	23035	0,468	0,0347	0,0832	0,0222	1280,4	257,83
ул.Тимирязева, 17 к2	7310	0,169	0,0144	0,0347	0,0092	461,24	107,43
Продолжение таблицы 1.2							
ул.Тимирязева, 17 к1	3158	0,087	0,0000	0,0000	0,0000	237,21	0
ул.Тимирязева, 17	3181	0,087	0,0000	0,0000	0,0000	238,93	0
ул.Чернышевского, 4	1968	0,057	0,0000	0,0000	0,0000	156,69	0
ул. И. Черных, 1	15041	0,306	0,0173	0,0416	0,0111	836,05	128,91
ул. И. Черных, 9	10900	0,227	0,0163	0,0391	0,0104	622,24	121,10
ул. И.Черных, 30	4409	0,111	0,0047	0,0113	0,0030	304,68	35,16
ул.Строителей, 9	11059	0,231	0,0184	0,0441	0,0118	631,29	136,73
Ул. Строителей, 4	12264	0,256	0,0155	0,0372	0,0099	700,1	115,24
Ул. Чернышевского, 23	1068	0,037	0,0000	0,0000	0,0000	101,08	0
ГОВД, ул. Гагарина, 6	4143	0,091	0,0001	0,0002	0,00004	248,95	0,48
Школа №5	18344	0,332	0,0080	0,0179	0,0048	909,40	55,34
Школа №2 гараж	257	0,008	0,0000	0,0000	0,0000	17,74	0
ИП Турилкина, ул. Хвойная, 56	404	0,008	0,0002	0,0004	0,0001	22,44	1,23
Райохотобщество, ул.Клубная, 26а	1743	0,040	0,0000	0,0000	0,0000	104,85	0
ИП Волков магазин «Мебель» ул.Боровая, 1	1091	0,004	0,0000	0,0000	0,0000	10,61	0
ООО "ПМК-57" гаражи	169	0,005	0,0000	0,0000	0,0000	12,08	0
ООО "ПМК-57" гаражи	175	0,006	0,0000	0,0000	0,0000	22,44	0
ТЦ «Мария-Ра» ООО «Розница К-1»	9000	0,150	0,0000	0,0000	0,0000	369,51	0
Итого:		3,950	0,2000	0,4700	0,1300	10742	1469,3

$$Q_{мкр}^p = \sum Q_O^p + \sum Q_{гвс}^{\max}, \text{ Гкал/ч}, \quad (1.8)$$

$$Q_{\text{мкр}}^p = 3,950 + 0,470 = 4,420 \text{ Гкал/ч}$$

### 1.1.7 Годовой расход теплоты потребителями района теплоснабжения

$$Q = Q_O^{\text{год}} + Q_{\text{вс}}^{\text{год}}, \text{ Гкал} \quad (1.9)$$

$$Q = 10742 + 1469.3 = 12211.3, \text{ Гкал}$$

### 1.2. Расчет графиков тепловых нагрузок.

Часовой график расхода теплоты составляется для определения часового расхода тепловой энергии по отдельным видам тепловой нагрузки в зависимости от температуры наружного воздуха; график строится в координатах  $Q - t_n$ .

Для построения графика на оси абсцисс откладываются суточные температуры отопительного периода (от +8 до  $t_{\text{но}}$ ), а по оси ординат отключения расхода теплоты, в  $\text{Гкал}$ .

Для построения графиков расхода теплоты на отопление и вентиляцию используются следующие формулы:

$$Q^o = \sum Q_o^1 \cdot \frac{t_e - t_n}{t_e - t_{\text{но}}}, \text{ ккал}, \quad Q^e = \sum Q_e^1 \cdot \frac{t_e - t_n}{t_e - t_{\text{но}}}, \text{ ккал},$$

где  $t_{\text{в}}$  – средняя температура воздуха в отопительный зданиях, принимается равным 20° С.

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

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

$t_{\text{в}}$  – расчётная температура наружного воздуха для проектирования систем вентиляции.



Суммарный график расхода тепла строят на основании часовых графиков расхода на отопление, вентиляцию, горячее водоснабжение. Его получают в результате сложения расходов при определенных значениях наружного воздуха.

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

Значения расходов при текущих температурах наружного воздуха приведены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 - Значения часовых расходов тепла при текущих температурах

$t_{нв}, ^\circ\text{C}$	n, ч	$Q_0,$ Гкал/ч	$Q_{ср}(гвс),$ Гкал/ч	$Q_{сум},$ Гкал/ч
8	5736	0,76	0,2	0,96
5	5023	0,95	0,2	1,15
0	4177	1,30	0,2	1,50
-5	3313	1,65	0,2	1,85
-10	2451	1,95	0,2	2,15
-15	1578	2,25	0,2	2,45
-20	917	2,60	0,2	2,80
-25	489	2,80	0,2	3,00
-30	222	3,25	0,2	3,45
-35	78	3,55	0,2	3,75
-41	18	3,95	0,2	4,15

При построении годового графика расхода тепловой энергии необходимо иметь построенный график «часовых расходов и годового расхода по продолжительности» и должны быть отложены число часов в состоянии наружной температуры, соответствующего диапазона часового графика

которые берутся [1]. Точки пересечения перпендикуляров восстановленных от оси абсцисс с линиями часовых расходов соответствующих диапазонов наружных температур, проведённые параллельно абсцисс, образуют кривую графика продолжительности теплового потока.

Конец кривой графика на оси абсцисс соответствует продолжительности отопительного периода.

Площади ограничены осями координат и построенной верхней кривой, которая равна расходу тепла на отопление, вентиляцию и ГВС за отопительный период, рисунок 1.

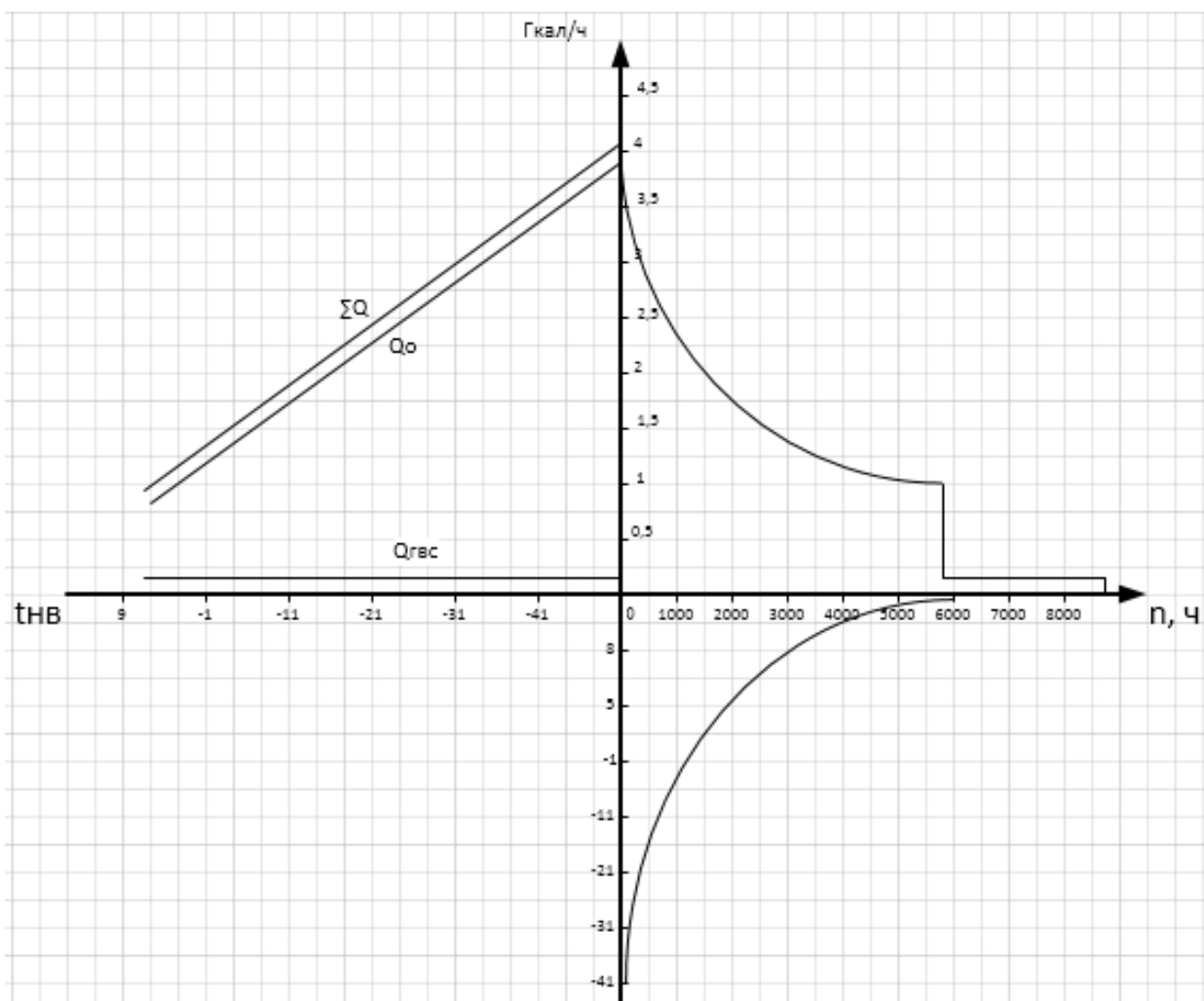


Рисунок 1 - График тепловых нагрузок по продолжительности

График тепловых нагрузок по продолжительности (кривая Россандера) необходим для определения одним из численных методов, например методом Симпсона, годового количества потребленной тепловой энергии  $Q_{год}$  для заданного района теплоснабжения. По годовому расходу тепловой энергии далее оценивается расход натурального топлива.

Исходные данные для расчета:

Общая нагрузка на котельную  $Q_o=4,520$  Гкал/час

Нагрузка на отопление  $Q_o=3,950$  Гкал/час

Нагрузка на ГВС  $Q_{гвс}=0,470$  Гкал/час.

Годовая выработка тепла  $Q_{год}=10742$  Гкал/год

Годовая выработка на отопление  $Q_{год о}=1469,3$  Гкал/год

Годовая выработка на ГВС  $Q_{год гвс}=1026$  Гкал/год

Часовой расход топлива  $V_ч=933,14$  кг/час

Месячный расход топлива  $V_м=671,861$  т/мес.

Годовой расход топлива  $V_г=6285,2$  т/год.

Удельный расход топлива на единицу выработанной тепловой энергии

$$V_y=0,585 \text{ т/Гкал.}$$

Определение расхода топлива (угля) до реконструкции [1]:

Котельная «Октябрь»:

- максимальная нагрузка на отопление  $Q_o=1,772$  Гкал/час.
- максимальная нагрузка на ГВС  $Q_{гвс}=0,518$  Гкал/час.
- КПД котлов отопления – 53,2%
- КПД котлов ГВС – 41%

$$V = \frac{Q}{\eta \cdot Q_p^n}, \text{ кг/час.} \quad (1.10)$$

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

Расход угля на отопление:

$$B = \frac{Q_0}{\eta \cdot Q_p^u} = \frac{1772000}{0.532 \cdot 5100} = 653,1 \text{ кг/час}$$

Расход угля на ГВС:

$$B = \frac{Q_{ГВС}}{\eta \cdot Q_p^u} = \frac{518000}{0,41 \cdot 5100} = 247,8 \text{ кг/час.}$$

Общий расход топлива [1]:

$$\begin{aligned} B &= 653,1 + 247,8 = 900,9 \text{ кг/час} \\ &= 653,1 \cdot 239 \cdot 24 / 1000 + (247,8 \cdot 350 \cdot 24 / 1000) = 5827,72 \text{ т/год.} \end{aligned}$$

Где: T=239 дней – продолжительность отопительного сезона в г. Асино;

T=350 дней – продолжительность подачи горячей воды.

Котельная «Тепличная» до реконструкции:

- максимальная нагрузка на отопление  $Q_0=0,87$  Гкал/час.
- максимальная нагрузка на ГВС  $Q_{ГВС}=0,23$  Гкал/час.
- КПД котлов отопления – 55,6%
- КПД котлов ГВС – 49,5%

Расход угля на отопление:

$$B = \frac{Q_0}{\eta \cdot Q_p^u} = \frac{870000}{0.556 \cdot 5100} = 306,8 \text{ кг/час.}$$

Расход угля на ГВС:

$$B = \frac{Q_{ГВС}}{\eta \cdot Q_p^u} = \frac{230000}{0,495 \cdot 5100} = 91,1 \text{ кг/час.}$$

Общий расход топлива:

$$\begin{aligned} B &= 306,8 + 91,1 = 397,9 \text{ кг/час} \\ &= (306,8 \cdot 239 \cdot 24 / 1000) + (91,1 \cdot 350 \cdot 24 / 1000) = 2525,04 \text{ т/год.} \end{aligned}$$

Определение расхода топлива после реконструкции:

- максимальная нагрузка на отопление  $Q_0=3,950$  Гкал/час.
- максимальная нагрузка на ГВС  $Q_{ГВС}=0,470$  Гкал/час.
- КПД котлов отопления – 83%

- КПД котлов ГВС – 83%

Расход угля на отопление:

$$B = \frac{Q_0}{\eta \cdot Q_p} = \frac{3950000}{0.83 \cdot 5100} = 933,14 \text{ кг/час}$$

Расход угля на ГВС:

$$B = \frac{Q_{ГВС}}{\eta \cdot Q_p} = \frac{470000}{0.83 \cdot 5100} = 111,03 \text{ кг/час.}$$

Общий расход топлива:

$$\begin{aligned} B &= 933,14 + 111,03 = 1044,17 \text{ кг/час} \\ &= (933,14 \cdot 239 \cdot 24 / 1000) + (111,03 \cdot 350 \cdot 24 / 1000) = 6285,2 \text{ т/год.} \end{aligned}$$

Таким образом, данный проект выгоден и дает существенную экономию топлива.

### 1.3 Выбор регулирования отпуска тепла в тепловые сети. Построение графика температур

При качественном регулировании задача расчета состоит в определении температуры сетевой воды в зависимости от тепловой нагрузки. Расход воды остается постоянным в течение всего отопительного сезона.

Температура сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах:

$$\tau_1' = t_{en} + \Delta t_0' (Q_0^P)^{0.8} + \left[ \Delta \tau_0' - \frac{\theta'}{2} \right] Q_0^P, ^\circ C \quad (1.15)$$

Температура воды после отопительной установки равна

$$\tau_{2,0} = \tau_1 - \Delta \tau_0' = t_e + \Delta t_0' \bar{Q}_0^{0.8} - 0,5\Theta' \bar{Q}_0, ^\circ C \quad (1.16)$$

Составим таблицу для построения графика температур при центральном качественном регулировании отопительной нагрузки.

Таблица 1.4 - Зависимость температур сетевой воды и отопительной нагрузки от текущей температуры наружного воздуха

$t_H$	8	0	-5	-10	-15	-20	-25	-30	-35	-41
$\tau_1$	40	49,75	55,75	61,75	67,13	73,25	78,63	83,56	88,67	95
$\tau_{2,0}$	35	41,5	45,5	49,5	52,86	56,75	60,13	63,06	66,19	70
$\tau_3$	0,97	1,49	1,81	2,13	2,46	2,78	3,1	3,42	3,75	4,42
$\bar{Q}_0^p$	0,2	0,33	0,41	0,49	0,57	0,66	0,74	0,82	0,9	1

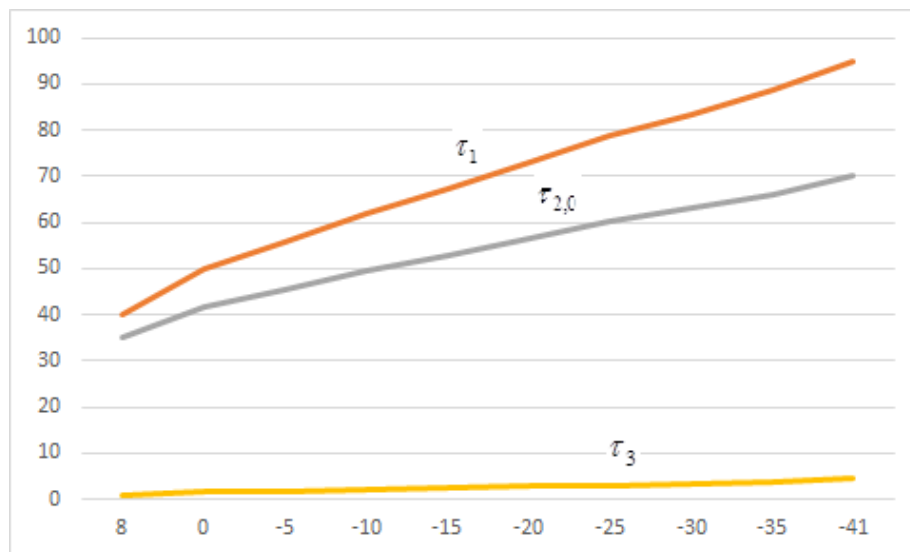


Рисунок 2 - График температур при качественном регулировании отопительной нагрузки

#### 1.4 Гидравлический расчет тепловой сети

##### 1.4.2 Расчетные зависимости

##### 1.4.3 Конструктивный гидравлический расчет двухтрубной водяной сети

Конструктивный гидравлический расчет тепловой сети рекомендуется проводить по принятой величине удельной линейной потери давления [6].

Определяется потеря давления или напора на расчетном участке по формуле:

$$\Delta P_{\text{уч}} = \Delta P_{\text{л}}(1 + l_{\text{экв}}) = \Delta P_{\text{л}} l_{\text{пр}} \quad , \text{ Па/м}, \quad (1.27)$$

или

$$\Delta h_{\text{уч}} = \Delta h_{\text{л}}(1 + l_{\text{экв}}) = \Delta h_{\text{л}} l_{\text{пр}} \quad , \text{ Па/м}, \quad (1.28)$$

где  $l_{\text{пр}}$  – приведенная длина участка трубопровода.

В расчетах двухтрубных закрытых тепловых сетей принимается, что потери давления (напора) в подающем трубопроводе равны потерям давления (напора) в обратном трубопроводе.

По окончании расчета участков тепловой сети определяется суммарная потеря давления (напора) в главной (расчетной) магистрали тепловой сети

$$\Delta P_{\text{с}}^{\text{р}} = \sum_1^n \Delta P_{\text{уч}} \quad , \text{ Па/м} \quad (1.29)$$

или

$$\Delta H_{\text{с}}^{\text{р}} = \sum_1^n \Delta h_{\text{уч}} \quad , \text{ м в.ст.} \quad (1.30)$$

Находится необходимый располагаемый напор сетевых насосов:

$$\Delta H_{\text{сн}} = \Delta H_{\text{тпу}} + \Delta H_{\text{с}}^{\text{р}} + \Delta H_{\text{цтп}} \quad , \text{ м в.ст.}, \quad (1.31)$$

где  $\Delta H_{\text{тпу}}$  - потери напора в подогревателях сетевой воды ТЭУ, принимается

$$\Delta H_{\text{тпу}} = 15 \div 20 \text{ м в. ст.};$$

$$\Delta H_{\text{цтп}} - \text{располагаемый напор на ЦТП, принимается } \Delta H_{\text{цтп}} = 20 \div 25 \text{ м в.ст.}$$

При расчете ответвлений на ЦТП необходимо соблюдать условие:

$$\Delta H_{\text{отв}} \geq \Delta H_{\text{отв}}^{\text{пот}} \div \Delta H_{\text{цтп}}, \text{ м в. ст.}$$

$$\Delta H_{\text{отв}}^{\text{пот}} - \text{потери напора в ответвлении, м;}$$

$\Delta H_{\text{цтп}}$  - располагаемый напор в магистрали, в точке присоединения ответвления, определяется из пьезометрического графика главной магистрали.

Расчет производится в следующем порядке [6]:

Перед гидравлическим расчетом определим расчетные расходы сетевой воды на основании результатов расчета тепловой нагрузки.

#### 1.4.4 Расчетные расходы сетевой воды

Расчетный расход сетевой воды на отопление

$$G_o = \frac{Q_o}{c \cdot (\tau_{10}^p - \tau_{20}^p)}, \frac{\text{кг}}{\text{ч}}, \quad (1.32)$$

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

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

$\tau_{10}^p, \tau_{20}^p$  – температура сетевой воды в подающей и обратной линии,  $^\circ\text{C}$ .

#### 1.4.5 Расчетный максимальный расход сетевой воды на ГВС

$$G_{\text{гвс}}^{\text{max}} = \frac{Q_{\text{гвс}}^{\text{max}}}{c \cdot (\tau_{10}^p - \tau_{20}^p)}, \frac{\text{кг}}{\text{ч}}, \quad (1.33)$$

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

Результаты расчета сводим в таблицу 1.5

Таблица 1.5 – Расход сетевой воды на отопление и ГВС

Участок	$G_o$	$G_{\text{гвс}}$	$\Sigma G$
1	2,3	0,01	2,31
2	1,5	0,01	1,51
3	3,8	0,1	3,9
4	6	0,11	6,11
5	9,8	1,66	11,46
6	18,7	1,77	20,47
7	28,5	-	28,5



8	6,7	-	6,7
9	3,5	0,7	4,2
10	10,2	0,7	10,9
11	3,5	0,04	3,54
12	13,7	0,74	14,44
13	1,34	0,3	1,64
14	14	1,94	15,94
15	11,4	0,27	11,67
16	25,4	2,21	27,61
17	4,3	0,01	4,31
Продолжение таблицы 1.5			
18	29,7	2,22	31,92
19	58,2	3,99	62,19
20	153	1,53	154,53
21	15,5	0,79	16,29
22	30,5	2,31	32,81
23	4,1	0,1	4,2
24	13,6	0,4	14
25	47,9	2,81	50,71
26	106,1	0,01	106,11
27	4,5	4	8,5
28	16,7	6,81	23,51
29	25,8	0,23	26,03
30	9,2	0,83	10,03
31	10,2	0,78	10,98
32	0,4	0,9	1,3
33	45,2	0,74	45,94
34	151,3	3,37	154,67
35	-	10,18	10,18
<b>ИТОГ</b>	<b>886,54</b>	<b>52,57</b>	<b>939,11</b>

1.4.6 Пример гидравлического расчета системы отопления и ГВС участка тепловой сети №20 (рисунок )

1.4.6.1 Расчетный расход сетевой воды на отопление:

$$G_o = \frac{Q_o}{c(\tau_1' - \tau_2')} = \frac{0,375 \cdot 10^{-6}}{(95 - 70)} = 15 \text{ Т/ч.} \quad (1.34)$$

1.4.6.2 Расчетный расход сетевой воды на ГВС:

$$G_{гвс} = \frac{Q_{гвс}^{max}}{c(t_2 - t_{х3})} = \frac{0,076 \cdot 10^{-6}}{(60 - 5)} = 1,53 \text{ Т/ч.} \quad (1.35)$$

По таблице 9.6 [13] при принятой скорости движения теплоносителя  $\omega=1\text{ м/с}$  и расчетном расходе воды находим: диаметр условного прохода трубы  $d=0.08\text{ м}$  и удельные линейные потери давления на участке  $R=14.2\text{ Па/м}$ .

1.4.6.3 Уточняем скорость движения теплоносителя на отопление:

$$\omega = \frac{4G}{\pi d^2 \rho} = \frac{4 \cdot 15}{3.14 \cdot 0.08^2 \cdot 983} = 0,84 \text{ м/с.}$$

1.4.6.4 Уточняем скорость движения теплоносителя на ГВС:

$$\omega = \frac{4G}{\pi d^2 \rho} = \frac{4 \cdot 1,53}{3.14 \cdot 0.032^2 \cdot 990} = 0,53 \text{ м/с.}$$

1.4.6.5 Суммарные потери давления в трубопроводах на трение и в местных сопротивлениях на отопление

$$\Delta P = R l_{пр} = 133,83 \cdot 106,3 = 14225,68 \text{ , Па}$$

где  $l_{пр}$  – приведенная длина трубопровода, м;

$$l_{пр} = l + l_e = 100 + 6,3 = 106,3 \text{ м,}$$

где  $l$  – длина участка трубопровода по плану, м.

Эквивалентная длина местных сопротивлений  $l_e$

$$l_e = \sum \xi \frac{D}{\lambda} = 3,2 \cdot \frac{0,08}{0,041} = 6,3, \text{ м}$$

где  $\sum \xi$  - сумма коэффициентов местных сопротивлений;

$D_i$  – внутренний диаметр, м;

$\lambda$  - коэффициент гидравлического трения.

Удельные потери давления на трение

$$R = 6,27 \cdot 10^{-8} \cdot \lambda \frac{G^2 d}{D^5 \rho} = 6,27 \cdot 10^{-8} \cdot 0,041 \frac{15^2}{0,08^5 \cdot 983} = 133,83 \text{ Па/м}$$

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

$\rho$  - средняя плотность теплоносителя на рассчитываемом участке, кг/м<sup>3</sup>.

Коэффициент гидравлического трения:

$$\lambda = 0,11 \left( \frac{k_s}{D} + \frac{68}{\text{Re}} \right)^{0,25} = 0,11 \left( \frac{0,0005}{0,08} + \frac{68}{89600} \right)^{0,25} = 0,041$$

где  $k_s$  – коэффициент эквивалентной шероховатости, м.

Предельное число Рейнольдса, характеризующее границы переходной области и области квадратичного закона,

$$\text{Re}_{np} = 560 \frac{D}{k_s} = 560 \frac{0,08}{0,0005} = 89600$$

1.4.6.6 Суммарные потери давления в трубопроводах на трение и в местных сопротивлениях на ГВС

$$\Delta P = R l_{\text{пр}} = 170,97 \cdot 102,8 = 17575 \text{ , Па}$$

где  $l_{\text{пр}}$  – приведенная длина трубопровода, м;

$$l_{\text{пр}} = l + l_e = 100 + 2,80 = 102,80 \text{ м,}$$

где  $l$  – длина участка трубопровода по плану, м.

Эквивалентная длина местных сопротивлений  $l_e$

$$l_e = \sum \xi \frac{D}{\lambda} = 1,53 \cdot \frac{0,032}{0,017} = 2,8 \text{ м}$$

где  $\sum \xi$  - сумма коэффициентов местных сопротивлений;

$D_i$  – внутренний диаметр, м;

$\lambda$  - коэффициент гидравлического трения.

Удельные потери давления на трение

$$R = 6,27 \cdot 10^{-8} \cdot \lambda \frac{G^2 d}{D^5 \rho} = 6,27 \cdot 10^{-8} \cdot 0,041 \frac{1,53^2}{0,032^5 \cdot 995} = 170,97 \text{ Па/м}$$

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

$\rho$  - средняя плотность теплоносителя на рассчитываемом участке, кг/м<sup>3</sup>.

Коэффициент гидравлического трения:

$$\lambda = 0,11 \left( \frac{k_s}{D} + \frac{68}{\text{Re}} \right)^{0,25} = 0,11 \left( \frac{0,0005}{0,032} + \frac{68}{35840} \right)^{0,25} = 0,017$$

где  $k_s$  – коэффициент эквивалентной шероховатости, м.

Предельное число Рейнольдса, характеризующее границы переходной области и области квадратичного закона,

$$\text{Re}_{np} = 560 \frac{D}{k_s} = 560 \frac{0,03}{0,0005} = 89600$$

В линейных единицах потери давления для отопления составляют:

$$\Delta H = \frac{\Delta P}{g\rho} = \frac{14225,68}{9,81 \cdot 983} = 1,46 \text{ м}$$

В линейных единицах потери давления для ГВС составляют:

$$\Delta H = \frac{\Delta P}{g\rho} = \frac{17575}{9,81 \cdot 995} = 1,8 \text{ м}$$

где  $g = 9,81 \frac{\text{м}}{\text{с}^2}$  – ускорение свободного падения;

Аналогично проводим гидравлический расчет остальных участков тепловой сети. Весь расчет сводим в таблицу П1 и П2 в приложение А и Б.

### 1.5 Построение пьезометрического графика и подбор насосов.

Пьезометрический график строится в следующем порядке:

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  $H_{вс}$  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  $\Delta H_{сн}$ , и фиксируется располагаемый напор на коллекторах ТЭЦ или котельной.

$$\Delta H_{тэц} = \Delta H_{сн} - \Delta H_{тпу} \quad , \text{ м в.ст.} \quad (1.34)$$

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 -  $\Delta H_{цтп}$ ,  $\Delta H_{отв}$ .

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

Построим пьезометрический график для основного циркуляционного кольца системы отопления, в которое вошли участки №№ 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 19, 26.

Рисунок 4.

$\Delta H_{под}$  - потери давления в подающем трубопроводе. Берется из таблицы П1, приложения А, гидравлического расчета на отопление, как сумма потерь давления по участкам на основной магистрали от котельной до самого удаленного абонента, м;

$$\Delta H_{обр} = \Delta H_{под} \text{ , м;}$$

$\Delta H_{обр}$  - потери давления в обратном трубопроводе, м.

Пьезометрические графики до и после реконструкции приведены в Приложении Е

### 1.5.1 Расчет и выбор оборудования на котельной.

Для перекачки теплоносителя от котельной до потребителя, предусматривается установка сетевых насосов.

Напор сетевого насоса определяется по формуле:

$$H_{сн} = \Delta H_{под} + \Delta H_{обр} + \Delta H_{цтп} + \Delta H_{тту}, \text{ м}$$

где,  $\Delta H_{под}$  - потери давления в подающем трубопроводе. Берется из таблицы П1, приложения А, гидравлического расчета на отопление, как сумма потерь давления по участкам на основной магистрали от котельной до самого удаленного абонента, м;

$$\Delta H_{обр} = \Delta H_{под}, \text{ м};$$

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

$\Delta H_{цтп}$  - потери напора у последнего абонента, (20 м);

$\Delta H_{цтп}$  - потери напора на ЦТП;

$\Delta H_{тту} = 15 \text{ м};$

$$H_{сн} = 11,03 + 20 + 11,03 + 15 = 57,06 \text{ м.}$$

Подбираем сетевой насос типа СЭ 160-70 с характеристиками

Подача  $V = 160 \text{ м}^3/\text{час}$ , напор  $H = 70 \text{ м. в. ст.}$ , кавитационный запас  $5,5 \text{ м}$ ; частота вращения двигателя –  $3000 \text{ об/мин}$ , максимальная температура воды –  $120^\circ\text{C}$ , мощность двигателя –  $29 \text{ кВт}$ , КПД –  $73 \%$ .

Подпиточный насос предназначен для восполнения потерь воды в тепловых сетях, а так же выполняют роль в восполнении расхода сетевой воды, забираемой на горячее водоснабжение

Напор развиваемый подпиточным насосом:

$$H_{ст} = H_{вс} + \Delta H_{обр} + H_{цтп} / 2 = 15 + 11,03 + 20/2 = 36,03 \text{ м. в. ст.}$$

Подбираем подпиточный насос типа К-45-40 с характеристиками:

Подача  $V=45 \text{ м}^3/\text{час}$ , напор  $H=40 \text{ м. в. ст.}$ , кавитационный запас  $4,5 \text{ м}$ ;  
частота вращения двигателя –  $2900 \text{ об/мин}$ , мощность двигателя –  $8 \text{ кВт}$ , КПД –  
 $61\%$ .

### 3 Выбор основного оборудования

К основному оборудованию водогрейной котельной относится то оборудование, которое непосредственно участвует в выработке тепловой энергии, – котельные агрегаты. Выбранные котлы должны покрывать максимальную нагрузку котельной на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение с учетом потерь при транспортировке тепловой энергии в тепловых сетях. Поэтому правильный выбор основного оборудования имеет первостепенное значение при проектировании котельной.

Для проектируемой котельной:

Максимальная нагрузка на отопление  $Q_o = 3,95$  Гкал/час

Максимальная нагрузка на ГВС  $Q_{гвс} = 0,470$  Гкал/час.

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:

- Теплопроизводительность – 3,00 МВт (2,58 Гкал/час);
- Отапливаемая площадь (при высоте потолков 3 м) – 30000 м<sup>2</sup>;
- КПД не менее – 83%;
- Рабочее давление – 0,6 МПа;
- Гидравлическое сопротивление котла, не более – 0,8 МПа;
- Номинальный расход воды – 129 м<sup>3</sup>/час;
- Температура воды: на входе в котел не менее – 60 °С;  
на выходе из котла не более – 115 °С;
- Поверхность нагрева котла 245 м<sup>2</sup>;
- 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.

## 4 Расчет и выбор теплообменника

Основная задача расчета водяных систем теплоснабжения заключается в определении расчетных расходов теплоносителей, в выборе типоразмеров подогревателей, насосных установок и смесительных устройств.

В условиях широкого использования пластинчатых теплообменников задача расчета сводится к определению числа последовательно включенных ступеней подогрева (ходов) пластинчатого теплообменника и количества параллельно включенных каналов (пластин) заданного или выбранного типоразмера.

### 4.2 Характеристики пластинчатых водоподогревателей

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.

Технические характеристики указанных пластин и основные параметры теплообменников, собираемых из этих пластин, приведены в таблице приложения П21 [10]

Параметр пластинчатого подогревателя определяется по формуле

$$\Phi = \Phi_y \cdot x; \quad (4.1)$$

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

Все применяемые типы пластин, приведенные в приложении 21, [10], имеют практически один и тот же удельный параметр  $\Phi_y=1$ .

Удельная безразмерная тепловая нагрузка определяется

$$\varepsilon = \frac{Q}{W_m \cdot \nabla}; \quad (4.2)$$

$$\nabla = \tau_1 - t_2; \quad (4.3)$$

$$Q = W_m \cdot (\tau_1 - \tau_2) = W_n \cdot (t_1 - t_2); \quad (4.4)$$

где Q- расчетная тепловая нагрузка, Гкал; W- эквивалент расхода потока, кДж/(с·К);  $\tau_1, \tau_2$ - 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

$$\Phi = \frac{\sqrt{W_m / W_6}}{1/\varepsilon - 0,35 \cdot W_m / W_6 - 0,65}. \quad (4.5)$$

Максимально возможная скорость теплоносителей (греющего и нагреваемого) в канале теплообменника, м/с,

$$\omega_{\max} = 5.5 \left( \frac{\beta \cdot \Delta H_c}{c \cdot a \cdot L_{np} \cdot x} \right)^{0.57} \cdot \frac{d_3^{0.71}}{\nu^{0.14}}, \quad (4.6)$$

где  $\Delta H_c$ - располагаемый напор в потоке теплоносителя перед теплообменником, м;  $\nu$ - кинематическая вязкость теплоносителя,  $\text{м}^2/\text{с}$ , значения  $\nu$  см. Приложение 9[10].

Максимально возможный объёмный расход теплоносителя через один канал,  $\text{м}^3/\text{с}$ ,

$$V_k = \omega_{\max} \cdot f_k, \quad (4.7)$$

где  $f_k$ - средняя площадь поперечного сечения канала,  $\text{м}^2$ .

Необходимое минимальное количество каналов для теплоносителя:

первичного (греющего)

$$n_{n.k} = V_n / V_{n.k}, \quad (4.8)$$

вторичного (нагреваемого)

$$n_{6.k} = V_6 / V_{6.k}, \quad (4.9)$$

где  $V_n, V_6$ – объёмные расходы первичного и вторичного теплоносителей,  $\text{м}^3/\text{с}$ ,  $V_{n.k}, V_{6.k}$  - максимально возможные объёмные расходы первичного и вторичного теплоносителей через один канал,  $\text{м}^3/\text{с}$ .

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

Тепловая нагрузка выбранного теплообменника вычисляется по формуле

$$\varepsilon = \frac{1}{0,35 \cdot \frac{W_m}{W_\delta} + 0,65 + \frac{1}{\Phi} \cdot \sqrt{\frac{W_m}{W_\delta}}}. \quad (4.10)$$

4.3 Расчет подогревателей на отопление. Определение параметров для расчета водоподогревателей отопления.

Расчетные расходы воды греющей  $G_O^\Gamma$  и нагреваемой  $G_O^{H(max)}$  для расчета водоподогревателей систем отопления следует определять по формулам:

-для греющей воды

$$G_O^\Gamma = \frac{Q_o^p}{(\tau_1 - \tau_{o2})c}, \quad \text{кг/ч} \quad (4.13)$$

-для нагреваемой воды

$$G_O^{H(max)} = \frac{Q_o^p}{(\tau_{o1} - \tau_2)c}, \quad \text{кг/ч.} \quad (4.14)$$

Расчетная нагрузка на отопление  $Q=3,95$  Гкал/ч, температура первичного потока на входе в теплообменник и на выходе из него  $\tau_1=115^\circ\text{C}$ ,  $\tau_2=75^\circ\text{C}$ , температура вторичного потока на входе и выходе из него  $t_1=70^\circ\text{C}$  и  $t_2=95^\circ\text{C}$ , располагаемые напоры перед теплообменником : первичного потока  $\Delta H_{п} =7,2$  м, вторичного потока  $\Delta H_{в} =4$  м.

Эквивалент расхода потока

Первичного

$$W_n = 3950000 / (115 - 75) = 98750 \text{ ккал/}^\circ\text{C}$$

Вторичного

$$W_\delta = 3950000 / (95 - 70) = 263300 \text{ ккал/}^\circ\text{C} .$$

Эквивалент расхода

Меньший

$$W_n = W_m = 98750 \text{ ккал/ч}^\circ\text{C}$$

Большой

$$W_b = W_g = 263300 \text{ ккал/ч}^\circ\text{C}$$

Теплообменник выполняется из пластин типа 0,5. Технические характеристики пластин приведены в таблице

Безразмерная удельная тепловая нагрузка

$$\varepsilon = 3950000 / 98750 \cdot 45 = 0,9$$

Число ступеней подогрева

$$x = \frac{\sqrt{98750 / 263300}}{1 / 0,9 - 0,35 \frac{98750}{263300} - 0,65} = 1,9.$$

Принимаем число ступеней подогрева  $x=2$ .

Максимально возможные скорости теплоносителей:

Первичного

$$\omega_{\max} = 5,5 \left( \frac{0,35 \cdot 7,2}{1,25 \cdot 15 \cdot 0,8 \cdot 2} \right)^{0,57} \cdot \frac{0,009^{0,71}}{(0,312 \cdot 10^{-6})^{0,14}} = 0,4 \text{ м/с}$$

Средняя температура первичного теплоносителя  $\tau_{п.ср}=95$  °С; кинематическая вязкость  $\nu_{п}=0,312 \cdot 10^{-6}$  м<sup>2</sup>/с (см. приложение 9, [10]),

Вторичного

$$\omega_{\max} = 5,5 \left( \frac{0,35 \cdot 4,7}{1,25 \cdot 15 \cdot 0,8 \cdot 2} \right)^{0,57} \cdot \frac{0,009^{0,71}}{(0,357 \cdot 10^{-6})^{0,14}} = 0,3 \text{ м/с}$$

Средняя температура вторичного теплоносителя  $\tau_{в.ср}=82,5$  °С; кинематическая вязкость  $\nu_{в}=0,357 \cdot 10^{-6}$  м<sup>2</sup>/с (см. приложение 9, [10]).

Максимально возможный объёмный расход теплоносителя через один канал:

Первичного

$$V_{n.k} = 0,4 \cdot 0,00285 = 0,0011 \text{ м}^3 / \text{с}$$

Вторичного

$$V_{г.к} = 0,3 \cdot 0,00285 = 0,001 м^3 / с$$

Площадь поперечного сечения канала  $f_k=0,00285 м^2$ .

Необходимое минимальное количество каналов для теплоносителя  
первичного

$$n_{н.к} = 0,0274 / 0,0011 = 25$$

вторичного

$$n_{г.к} = 0,044 / 0,001 = 44$$

Объёмный расход теплоносителя:

Первичного

$$V_n = 0,0274 м^3 / с$$

вторичного

$$V_g = 0,0447 м^3 / с$$

Принимаем по первичному теплоносителю  $n_n=25$ , по вторичному  $n_в=44$ .

Всего устанавливается 69 пластин. Расчетная безразмерная тепловая нагрузка  
подогревателя выбранных размеров

$$\varepsilon = \frac{1}{0,35 \cdot \frac{98750}{263300} + 0,65 + \frac{1}{1} \cdot \sqrt{\frac{98750}{263300}}} = 0,72$$

Расчетная тепловая нагрузка подогревателя

$$Q = 0,72 \cdot 98750 \cdot 45 = 3,2 Гкал / ч$$

Определим коэффициент теплопередачи подогревателя при расчетных условиях.

Поверхность нагрева подогревателя

$$F = 69 \cdot 0,5 = 34,5 м^2$$

Средняя разность температур в подогревателе

$$\Delta t_{cp} = \frac{20-5}{\ln\left(\frac{20}{5}\right)} = 11^{\circ}\text{C}$$

Коэффициент теплопередачи

$$k = \frac{Q}{F \cdot \Delta t_{cp}} = \frac{3200000}{35,5 \cdot 11} = 8195 \text{ ккал}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^{\circ}\text{C})$$

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

Расчет подогревателей на ГВС.

Определение параметров для расчета водоподогревателей горячего водоснабжения, 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  $Q_{\text{ГВС}}^{\text{п}}$

$$F = \frac{Q_{\text{ГВС}}^{\text{п}}}{k \cdot \Delta t_{cp}}, \text{ м}^2, \quad (4.15)$$

где  $Q_{\text{ГВС}}^{\text{п}}$  определяется при наличии баков-аккумуляторов по формуле (1.2)

Температура нагреваемой воды принимается: на входе в водоподогреватель  $t_x$  - равной  $5^{\circ}\text{C}$ , если отсутствуют эксплуатационные данные; на выходе из водоподогревателя  $t_r$  - равной  $60^{\circ}\text{C}$ , а при вакуумной деаэрации -  $65^{\circ}\text{C}$ .

Температура греющей воды принимается: на входе в водоподогреватель  $\tau_1'''$  - равной 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  $\tau_1'''$  - равной  $30^{\circ}\text{C}$ .

Расчетные расходы воды греющей  $G_{\text{св}}$  и нагреваемой  $G_r$  для расчета водоподогревателя горячего водоснабжения следует определять по формулам

греющей воды

$$G_{св} = \frac{Q_{ГВС}^n}{(\tau_1''' - \tau_{2Г}''')c}, \quad \text{кг/ч}, \quad (4.16)$$

нагреваемой воды

$$G_r = \frac{Q_{ГВС}^n}{(t_r - t_x)c}, \quad \text{кг/ч}. \quad (4.17)$$

Температурный напор водоподогревателя горячего водоснабжения определяется по формуле

$$\Delta t = \frac{(\tau_{2Г}''' - t_x) - (\tau_1''' - t_r)}{2.31g \frac{\tau_{2Г}''' - t_x}{\tau_1''' - t_r}}, \quad ^\circ\text{C}. \quad (4.18)$$

Расчетная нагрузка на ГВС  $Q = 0,47$  Гкал/ч, температура первичного потока на входе в теплообменник и на выходе из него  $\tau_1 = 115^\circ\text{C}$ ,  $\tau_2 = 75^\circ\text{C}$ , температура вторичного потока на входе и выходе из него  $t_1 = 65^\circ\text{C}$  и  $t_2 = 5^\circ\text{C}$ , располагаемые напоры перед теплообменником: первичного потока  $\Delta H_{п} = 7,2$  м, вторичного потока  $\Delta H_{в} = 4$  м.

Эквивалент расхода потока

Первичного

$$W_n = 470000 / (115 - 75) = 11750 \text{ ккал/ч}^\circ\text{C}$$

Вторичного

$$W_в = 470000 / (65 - 5) = 7833 \text{ ккал/ч}^\circ\text{C}$$

Эквивалент расхода

меньший

$$W_n = W_m = 11750 \text{ ккал/ч}^\circ\text{C}$$

большой

$$W_в = W_г = 7833 \text{ ккал/ч}^\circ\text{C}.$$

Теплообменник выполняется из пластин типа 0,5. Технические характеристики пластин приведены в таблице приложения 21 [10]



Безразмерная удельная тепловая нагрузка

$$\varepsilon = 470000 / 11750 \cdot 110 = 0,36$$

Число ступеней подогрева

$$x = \frac{\sqrt{11750/7833}}{1/0,36 - 0,35 \frac{11750}{7833} - 0,65} = 0,8$$

Принимаем число ступеней подогрева  $x=1$ .

Максимально возможные скорости теплоносителей:

Первичного

$$\omega_{\max} = 5,5 \left( \frac{0,35 \cdot 7,2}{1,25 \cdot 15 \cdot 0,8 \cdot 1} \right)^{0,57} \cdot \frac{0,009^{0,71}}{(0,312 \cdot 10^{-6})^{0,14}} = 0,6 \text{ м/с}$$

Средняя температура первичного теплоносителя  $\tau_{п.ср}=95$  °С; кинематическая вязкость  $\nu_{п}=0,312 \cdot 10^{-6}$  м<sup>2</sup>/с (см. приложение 9, [10]),

Вторичного

$$\omega_{\max} = 5,5 \left( \frac{0,35 \cdot 4,7}{1,25 \cdot 15 \cdot 0,8 \cdot 1} \right)^{0,57} \cdot \frac{0,009^{0,71}}{(0,732 \cdot 10^{-6})^{0,14}} = 0,4 \text{ м/с}$$

Средняя температура вторичного теплоносителя  $\tau_{в.ср}=35$  °С; кинематическая вязкость  $\nu_{в}=0,732 \cdot 10^{-6}$  м<sup>2</sup>/с (см. приложение 9, [10]).

Максимально возможный объёмный расход теплоносителя через один канал:

Первичного

$$V_{n.k} = 0,6 \cdot 0,00285 = 0,0016 \text{ м}^3 / \text{с}$$

Вторичного

$$V_{в.k} = 0,4 \cdot 0,00285 = 0,0011 \text{ м}^3 / \text{с}$$

Площадь поперечного сечения канала  $f_k=0,00285$  м<sup>2</sup>.

Необходимое минимальное количество каналов для теплоносителя

Первичного

$$n_{n.k} = 0,00326 / 0,0016 = 2,04$$

Вторичного

$$n_{г.к} = 0,0052 / 0,0011 = 4,7$$

Объёмный расход теплоносителя:

Первичного

$$V_n = 0,00326 \text{ м}^3 / \text{с}$$

Вторичного

$$V_n = 0,0052 \text{ м}^3 / \text{с}$$

Принимаем по первичному теплоносителю  $n_{п}=2$ , по вторичному  $n_{в}=5$ .

Всего устанавливается 7 пластин. Расчетная безразмерная тепловая нагрузка подогревателя выбранных размеров

$$\varepsilon = \frac{1}{0,35 \cdot \frac{11750}{7833} + 0,65 + \frac{1}{1} \cdot \sqrt{\frac{11750}{7833}}} = 0,42$$

Расчетная тепловая нагрузка подогревателя

$$Q = 0,42 \cdot 11750 \cdot 110 = 0,543 \text{ Гкал/ч}$$

Определим коэффициент теплопередачи подогревателя при расчетных условиях.

Поверхность нагрева подогревателя

$$F = 7 \cdot 0,5 = 3,5 \text{ м}^2$$

Средняя разность температур в подогревателе

$$\Delta t_{cp} = \frac{55 - 70}{\ln\left(\frac{55}{70}\right)} = 62,5^\circ \text{C}$$

Коэффициент теплопередачи

$$\kappa = \frac{Q}{F \cdot \Delta t_{cp}} = \frac{543000}{3,5 \cdot 62,5} = 2482,3 \text{ ккал}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ \text{C})$$

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

## 5 Химводоочистка в реконструированной котельной

В исходной подпиточной воде в систему отопления и горячего водоснабжения (место забора воды – река Итатка) содержится большое количество различных растворенных веществ, превышающих предельно допустимую концентрацию. Для предотвращения накипеобразования и отложения солей в трубопроводах оборудования котельной, тепловых сетей и внутренних систем теплоснабжения необходимо поставить на подпиточную линию водоочистную установку.

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 5.1- Базовые данные водоочистой гидродинамической установки  
«ГДВУ-03»

Модель установки	Выход очищенной воды		Габариты, м			Макс вес нетто , кг	Потребл яемая мощнос ть, кВт*час	Стоимо сть без НДС, тыс. руб.
	м <sup>3</sup> / ча с	м <sup>3</sup> /сут ки	Высо та	Дли на	Шири на			
ГДВУ-03 бытовая	0,1	2,4	0,782	0,86 5	0,383	80	0,6	23,4
ГДВУ-03 в коттедж	0,1	2,4	0,782	0,86 5	0,383	80	0,6	35,8
ГДВУ-03/0,5	0,5	12	1,2	1	0,7	380	0,6	97,6
ГДВУ-03/1,5	1,5	36	1,8	1,4	0,8	350	0,8	234,9
ГДВУ-03/5	5	120	2,2	1,5	1	900	1,5	435,7
ГДВУ-03/10	10	240	2,6	1,8	1,2	1200	3	609,3
ГДВУ-03/20	20	480	3	2	1,6	1850	5,5	1112, 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 установки: 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, рН, 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 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 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», «Osco», «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 равен:

$$V_{п.макс} = V_{о.макс} + V_{гвс.макс} \quad (5.1)$$

где:  $V_{о.макс}$  – объем подпитки системы отопления, принимаем 0,1% от расхода сетевой воды на отопление  $V_{о.макс} = 0,001 * 158 = 0,158$  т/час.

$V_{\text{гвс.макс}}$  – объем подпитки системы ГВС, принимаем равным расходу сетевой воды на ГВС:  $V_{\text{гвс.макс}} = 8,6$  т/час.

$$V_{\text{п.макс}} = 0,158 + 8,6 = 8,67 \text{ т/час.}$$

По полученному значению подбираем установку «ГДВУ-0,3/10» с выходом очищенной воды 10 т/час.

## 6 Тепловой расчёт тепловой сети.

В задачу теплового расчёта входит [10]:

- 1) Определение тепловых потерь теплопровода;
- 2) Определение температур изоляции, воздуха в канале, стен канала, грунта;
- 3) Расчёт падения температур теплоносителя вдоль теплопровода;
- 4) Выбор толщины изоляции теплопровода.

Количество теплоты, проходящее в единицу времени через цепь последовательно соединённых термических сопротивлений определяется по формуле:

$$q = (T - t_0) / R, \quad (6.1)$$

или

$$R = (T - t_0) / q, \quad (6.2)$$

где  $q = 70$  допустимые удельные тепловые потери теплопровода, Вт/м [11].

$T$  – температура теплоносителя,  $T=95$  °С;

$t_0$  – температура окружающей среды (принимается расчетную температуру для проектирования отопления  $t_0 = -41$  °С);

$R$  – суммарное термическое сопротивление цепи (термическое сопротивление теплопровода, °С/Вт.

$$R = (95 - (-41)) / 70 = 1,94^\circ\text{C}/\text{Вт}.$$

В изолированном трубопроводе, окруженным воздухом, теплота должна пройти через четыре последовательно соединённых сопротивления: внутреннюю поверхность трубы, стенку трубы, слой изоляции и наружную поверхность изоляции. Так как суммарное сопротивление равно арифметической сумме последовательно соединённых сопротивлений, то в этом случае

$$R = R_v + R_{\text{тр}} + R_i + R_n, \quad ^\circ\text{C}/\text{Вт}. \quad (6.3)$$

где  $R_v$  – термическое сопротивление внутренней поверхности трубы, °С/Вт;

$R_{\text{тр}}$  - термическое сопротивление стенки трубы, °С/Вт;



$R_{и}$  - термическое сопротивление слоя изоляции, °C/Вт;

$R_{н}$  - термическое сопротивление наружной поверхности изоляции, °C/Вт.

Термическое сопротивление наружной поверхности.

$$R_{н} = 1 / (n * d * a), \text{ } ^\circ\text{C}/\text{Вт}, \quad (6.4)$$

где  $n * d$  – площадь цилиндрической поверхности, м<sup>2</sup>;

$a$  – коэффициент теплоотдачи от поверхности, Вт/(м<sup>2</sup> \* °C).

Коэффициент теплоотдачи от наружной поверхности  $a$  теплопровода к окружающему воздуху:

$$a = a_{л} + a_{к}, \text{ Вт}/(\text{м}^2 * \text{ } ^\circ\text{C}), \quad (6.5)$$

где  $a_{л}$  – коэффициент теплоотдачи излучением, Вт/(м<sup>2</sup> \* °C);

$$a_{л} = C \frac{\left(\frac{t + 273}{100}\right)^4 - \left(\frac{t_0 + 273}{100}\right)^4}{(t - t_0)}, \frac{\text{Вт}}{(\text{м}^2 * \text{ } ^\circ\text{C})} \quad (6.6)$$

где  $C$  – коэффициент излучения «серых» тел к которым относят поверхность голых трубопроводов, от 4,4 до 5,0 Вт / (м<sup>2</sup> \* °K<sup>4</sup>) [17]

(примем 4,6 Вт / (м<sup>2</sup> \* °K<sup>4</sup>));

$t$  – температура излучающей поверхности (принять равной температуре теплоносителя 95 °C);

$t_0$  – температура окружающего воздуха ( $t_0 = -41$  °C);

$$a_{л} = 4,6 \cdot \frac{\left(\frac{95 + 273}{100}\right)^4 - \left(\frac{-41 + 273}{100}\right)^4}{(95 - (-41))} = 5,2 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 * \text{ } ^\circ\text{C}}$$

$a_{к}$  – коэффициент теплоотдачи от горизонтальной трубы к воздуху при естественной конвекции по формуле Нуссельта:

$$a_{к} = 1,66 \sqrt[4]{(t - t_0) / d}, \frac{\text{Вт}}{(\text{м}^2 * \text{ } ^\circ\text{C})} \quad (6.7)$$

где  $d$  – диаметр теплопровода (примем самый большой диаметр – на выходе из котельной - 0,2 м);

$$\alpha_k = 1,66 \cdot \sqrt[4]{\frac{95 - (-41)}{0,3}} = 7,7 \frac{Вт}{м^2 \cdot ^\circ C}$$

тогда,

$$a = a_{л} + a_k = 5,2 + 7,7 = 12,9 \text{ Вт}/(м^2 \cdot ^\circ C). \quad (6.8)$$

Термическое сопротивление наружной поверхности:

$$R_H = \frac{1}{3,14 \cdot 0,3 \cdot 12,9} = 0,08 \frac{^\circ C}{Вт}. \quad (6.9)$$

Критический диаметр изоляции

$$d_{кр} = \frac{2\lambda}{\alpha}, м \quad (6.10)$$

где  $\lambda$  – коэффициент теплопроводности изоляции (минеральная вата  $\lambda = 0,055$  Вт/(м<sup>2</sup> · °C)) [17];

$\alpha$  – коэффициент теплоотдачи от наружной поверхности теплопровода, Вт/(м<sup>2</sup> · °C).

$$d_{кр} = \frac{2\lambda}{\alpha} = \frac{2 \cdot 0,055}{12,9} = 0,0085 м.$$

Так как  $d_{кр} < d_{тр}$ , то применение в виде теплоизоляции минеральной ваты целесообразно.

Толщина теплоизоляции:

$$\delta = \frac{(t - t_n)\lambda}{q}, м \quad (6.11)$$

где  $t$  – температура наружной стенки трубы (примем  $t = 95$  °C);

$t_n$  – температура наружной стенки изоляции, (по нормам не должна превышать 50 °C, примем 20 °C);

$q$  – удельные тепловые потери теплопровода, Вт;

$\lambda$  – коэффициент теплопроводности изоляции

(для минеральной ваты  $\lambda = 0,05$ , Вт/(м<sup>2</sup> · °C));

$$\delta = \frac{(t - t_n)\lambda}{q} = \frac{(95 - 20) \cdot 0,055}{70} = 0,06 м$$

## 7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Каждому инновационному проекту для привлечения инвестиций необходимо дать как техническое, так и экономическое обоснование. Одним из таких инновационных проектов является реконструкция водогрейной котельной. Техническое обоснование этого проекта было рассмотрено в курсовом проекте водогрейной отопительной котельной по дисциплине «Источники и системы теплоснабжения промышленных предприятий», где было определены: нагрузка на котельную, расчетное количество воды через котлы и КПД котельной.

Таблица 7.1 – Перечень работ и оценки времени их выполнения

	Наименование работ	Исполнитель	Продолжительность дней
1	Составление задания	Руководитель, инженер	1
2	Подборка данных: <ul style="list-style-type: none"><li>▪ по тепловому потреблению</li><li>▪ по нормативным потерям тепла</li><li>▪ о теплообменниках</li><li>▪ о котельных агрегатах</li><li>▪ о системах водоочистки</li></ul>	Инженер	20
3	Анализ информации	Инженер	10
4	Составление плана работы: <ul style="list-style-type: none"><li>▪ расчет тепловых нагрузок</li><li>▪ расчет температуры сетевой воды</li><li>▪ гидравлический расчет тепловой сети</li><li>▪ подбор сетевых насосов</li><li>▪ расчет нормативных потерь</li><li>▪ расчет и выбор теплообменников</li><li>▪ выбор основного оборудования</li><li>▪ подбор системы водоочистки</li></ul> тепловой расчет	Инженер	17
5	Проверка руководителем проделанной работы	Руководитель	2
6	Исправление замечаний	Инженер	9

Продолжение таблицы 7.1			
7	Проверка исправлений и замечаний	Руководитель	2
8	Утверждение ВКР руководителем	Руководитель, инженер	1
9	Итого	Руководитель	6
		Инженер	63

### 7.1 Расчет сметы затрат на разработку проекта.

Затраты на проект:

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

где  $I_{MAT}$  - затраты на материал;

$I_{AM}$  - амортизационные отчисления;

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

$I_{CO}$  - социальные отчисления;

$I_{IP}$  - прочие затраты;

$I_{HP}$  - накладные расходы

Зарплата руководителя:

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

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:

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

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

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

- Инженер

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

- Руководитель

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

#### 7.1.2 Социальные отчисления.

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

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

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

#### 7.1.3 Прочие затраты.

Прочие затраты это 10% от суммы всех предыдущих затрат:

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

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

#### 7.1.4 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 Затраты на приобретение основного и вспомогательного оборудования.

Таблица 7.3 – Приобретаемое основное и вспомогательное оборудование

Поз.	Наименование	Тип и марка	Кол.	Цена с НДС в тыс. руб.	Примечание
<b>Основное оборудование</b>					
1	Котел водогрейный	КВВ-3.0 ТШП	2	1576	
<b>Вспомогательное оборудование</b>					
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	СЭ 160-78	2	45	1 насос резервный
6	Подпиточный насос	К-45-40	2	39,1	1 насос резервный
<b>Продолжение таблицы 7.3</b>					
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	
<b>Стоимость основного и вспомогательного оборудования</b>				<b>5027,2</b>	

### 7.3 Экономическая эффективность проекта

Определение расхода топлива (угля) до реконструкции:

Котельная «Октябрь»:

- максимальная нагрузка на отопление  $Q_0=1,772$  Гкал/час.
- максимальная нагрузка на ГВС  $Q_{ГВС}=0,518$  Гкал/час.
- КПД котлов отопления – 53,2%
- КПД котлов ГВС – 41%

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

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

Расход угля на отопление:

$$B = \frac{Q_0}{\eta \cdot Q_p^H} = \frac{1772000}{0,532 \cdot 5100} = 653,1 \text{ кг/час}$$

Расход угля на ГВС:

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

Общий расход топлива:

$$\begin{aligned} B &= 653,1 + 247,8 = 900,9 \text{ кг/час} \\ &= 653,1 \cdot 239 \cdot 24 / 1000 + (247,8 \cdot 350 \cdot 24 / 1000) = 5827,72 \text{ т/год.} \end{aligned}$$

где:  $T=239$  дней – продолжительность отопительного сезона в г. Асино;

$T=350$  дней – продолжительность подачи горячей воды.

Годовые затраты на приобретение топлива (Цена угля на 1 января 2016г. 6000 руб./тонна):

$$Ц = 5827,72 \cdot 6000 = 34,966 \text{ млн.руб.}$$

Котельная «Тепличная» до реконструкции:

- максимальная нагрузка на отопление  $Q_0=0,87$  Гкал/час.

- максимальная нагрузка на ГВС  $Q_{ГВС}=0,23$  Гкал/час.
- КПД котлов отопления – 55,6%
- КПД котлов ГВС – 49,5%

Расход угля на отопление:

$$B = \frac{Q_0}{\eta \cdot Q_p^H} = \frac{870000}{0.556 \cdot 5100} = 306,8 \text{ кг/час.}$$

Расход угля на ГВС:

$$B = \frac{Q_{ГВС}}{\eta \cdot Q_p^H} = \frac{230000}{0,495 \cdot 5100} = 91,1 \text{ кг/час.}$$

Общий расход топлива:

$$B=306,8+91,1=397,9 \text{ кг/час}$$

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

Годовые затраты на приобретение топлива (Цена угля на 1 января 2016г. 6000 руб./тонна):

$$Ц=2525,04 \cdot 6000=15,150 \text{ млн.руб.}$$

Итого по двум котельным:  $34,966+15,150=50,116$  млн.руб.

Определение расхода топлива после реконструкции:

- максимальная нагрузка на отопление  $Q_0=3,950$  Гкал/час.
- максимальная нагрузка на ГВС  $Q_{ГВС}=0,470$  Гкал/час.
- КПД котлов отопления – 83%
- КПД котлов ГВС – 83%

Расход угля на отопление:

$$B = \frac{Q_0}{\eta \cdot Q_p^H} = \frac{3950000}{0.83 \cdot 5100} = 933,14 \text{ кг/час}$$

Расход угля на ГВС:

$$B = \frac{Q_{ГВС}}{\eta \cdot Q_p^H} = \frac{470000}{0,83 \cdot 5100} = 111,03 \text{ кг/час.}$$

Общий расход топлива:



$$\begin{aligned}
 B &= 933,14 + 111,03 = 1044,17 \text{ кг/час} \\
 &= (933,14 \cdot 239 \cdot 24 / 1000) + (111,03 \cdot 350 \cdot 24 / 1000) = 6285,2 \text{ т/год.}
 \end{aligned}$$

Годовые затраты на приобретение топлива (Цена угля на 1 января 2016г. 6000 руб./тонна):

$$Ц = 6285,2 \cdot 6000 = 37,711 \text{ млн.руб.}$$

За счет реконструкции экономия составляет  $50,116 - 37,711 = 12,405$  млн. руб. в год.

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

#### 7.4 Расчет инвестиций в реконструкцию котельной

Инвестиции можно определить несколькими вариантами, в зависимости от информации о стоимости оборудования. Расчет инвестиций будем вести по укрупненным показателям [20].

В состав инвестиций ( $i$ ) входят стоимости основного оборудования (котлов) котельной ( $K_{кот}$ ) таблица П, доставки и монтажа оборудования ( $K_{мон}$ ), вспомогательного оборудования ( $K_{о.всп}$ ), общестроительных работ ( $K_{стр}$ ) и оборотных средств ( $K_{об.с}$ ) [20].

Таким образом,

$$K = K_{кот} + K_{мон} + K_{о.всп} + K_{об.с} \quad (7.12)$$

где  $K_{кот}$  – стоимость основного оборудования (котлов) котельной;

Стоимость всего основного оборудования (стоимость котлов)

$$K_{кот} = 2 \cdot 1576 = 3152 \text{ тыс. руб.} \quad (7.13)$$

$K_{мон}$  – затраты на доставку и монтаж оборудования;

$$K_{мон} = 0,2 \cdot K_{кот} = 0,2 \cdot 3152 = 630,4 \text{ тыс. руб.} \quad (7.14)$$

$K_{o.всп}$  – стоимость вспомогательного оборудования:

$$K_{o.всп.} = 2 \cdot 88,1 + 2 \cdot 64 + 2 \cdot 110,6 + 2 \cdot 45 + 2 \cdot 39,1 + 2 \cdot 107,5 + 2 \cdot 50 + 2 \cdot 342 + 2 \cdot 28,7 + 2 \cdot 30,7 + 2 \cdot 24 + 2 \cdot 7,9 = 1875,2 \text{ тыс. руб.} \quad (7.15)$$

$K_{об.с.}$  - оборотные средства, принять равными стоимости месячного расхода топлива

$$K_{об.с.} = 671,7 \cdot 2446 = 1642978 \text{ руб.}$$

Тогда,  $K = 3152 + 630,4 + 1875,2 + 1643 = 7300,6 \text{ тыс. руб.}$

Экономический эффект капиталовложений:

$$\mathcal{E} = \Delta I_{год} - E_n \cdot K, \text{ тыс. руб./год} \quad (7.16)$$

где:  $\Delta I_{год}$  – разность годовых эксплуатационных затрат существующего и проектируемых объектов, тыс. руб./год;

$E_n$  – нормативный отраслевой коэффициент сравнительной эффективности;

$$\mathcal{E} = 5058 - 0,15 \cdot 7300,6 = 3962,91 \text{ тыс. руб./год.}$$

Срок окупаемости данного проекта:

$$T_{ок} = \frac{K}{\Delta I_{год}}, \text{ лет}, \quad (7.17)$$

где:  $K$  – капиталовложения в реконструкцию котельной, руб.;

$\Delta I_{год}$  – разность годовых эксплуатационных затрат существующего и проектируемых объектов, тыс. руб./год;

Тогда:

$$T_{ок} = \frac{K}{\Delta I_{год}} = \frac{7300600}{5058000} = 1,44 \text{ лет}$$

или 1 год и 6 месяцев.

Так как срок окупаемости данного проекта составляет менее пяти лет, данный проект считается рентабельным.

## 8 Социальная ответственность

### 8.1 Производственная безопасность

#### 8.1.1 Промышленная санитария

Санитарные правила и нормы СанПиН 2.2.4.548-96 "Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений" (утв. постановлением Госкомсанэпиднадзора РФ от 1 октября 1996 г. N 21)

Показатели характеристик микроклимата производственных помещений:

- температура воздуха;
- относительная влажность воздуха;
- скорость движения воздуха;
- интенсивность теплового излучения.

Допустимые параметры микроклимата приведены в табл. №1

Таблица 8.1

Период года	Категория работ по уровню энерготрат, Вт.	Температура воздуха, °С.		Температура поверхностей, °С.
		диапазон ниже оптимальных величин	диапазон выше оптимальных величин	
Холодный	Iа (до 139)	20,0-21,9	24,1-25,0	19,0-26,0
	Iб (140-174)	19,0-20,9	23,1-24,0	18,0-25,0
	IIа (175-232)	17,0-18,9	21,1-23,0	16,0-24,0
	IIб (233-290)	15,0-16,9	19,1-22,0	14,0-23,0
	III (более 290)	13,0-15,9	18,1-21,0	12,0-22,0
Теплый	Iа (до 139)	21,0-22,9	25,1-28,0	20,0-29,0
	Iб (140-174)	20,0-21,9	24,1-28,0	19,0-29,0
	IIа (175-232)	18,0-19,9	22,1-27,0	17,0-28,0
	IIб (233-290)	16,0-18,9	21,1-27,0	15,0-28,0
	III (более 290)	15,0-17,9	20,1-26,0	14,0-27,0

Продолжение таблицы 8.1

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт.	Относительная влажность воздуха, %.	Скорость движения воздуха, м/с.	
			для диапазона температур воздуха ниже оптимальных величин, не более	для диапазона температур воздуха выше оптимальных величин, не более
Холодный	Ia (до 139)	15-75	0,1	0,1
	Iб (140-174)	15-75	0,1	0,2
	IIa (175-232)	15-75	0,1	0,3
	IIб (233-290)	15-75	0,2	0,4
	III (более 290)	15-75	0,2	0,4
Теплый	Ia (до 139)	15-75	0,1	0,2
	Iб (140-174)	15-75	0,1	0,3
	IIa (175-232)	15-75	0,1	0,4
	IIб (233-290)	15-75	0,2	0,5
	III (более 290)	15-75	0,2	0,5

Допустимые микроклиматические условия не оказывают нарушений или повреждений состояния здоровья в течение 8 - часовой рабочей смены, но могут привести к ухудшению самочувствия и снижению работоспособности.

Для снижения неблагоприятного воздействия микроклимата используются: системы местного кондиционирования, воздушного душирования, перерывы в работе, спецодежда, средства индивидуальной защиты, помещения отдыха, дополнительный отпуск, сокращение рабочего времени.

В помещении водогрейной котельной параметры микроклимата соответствуют нормативным значениям.

## 8.2.2 Электробезопасность

Требования электробезопасности направлены на охрану жизни и здоровья персонала от воздействия на них электрического тока, повышения надежности работы оборудования, исключает инциденты и аварии с электроустановками.

Опасные и вредные факторы воздействия электрического тока на человека:

- воздействие электрической дуги;
- поражение электрическим током;
- воздействие электромагнитного излучения;
- воздействие электростатического поля;

Средства индивидуальной электрозащиты персонала, обслуживающего электроустановки:

- изолирующие штанги
- указатели напряжения всех видов и классов
- изолированный инструмент
- Диэлектрические перчатки, боты, галоши, ковры, изолирующие костюмы, изолирующие подставки.

В наличии таблички предупреждающие

- указательные - под каким напряжением электроприборы, заземлено
- запрещающие - (не включать работают люди)
- предупреждающие – (не влезай убьет, стой - напряжение)
- разрешающие - (работать здесь)

## 8.3 Экологическая безопасность

### 8.3.1 Вредные выбросы

Рассматриваемая котельная в качестве топлива использует природный газ. Из всех видов топлив это наиболее благоприятное, с экономической и экологической точки зрения.

Для двуокиси азота ( $\text{NO}_2$ ) – основного загрязняющего вещества при работе котельной на природном газе – предельно допустимая максимально-разовая концентрация равна  $0,085 \text{ мг/м}^3$ , среднесуточная –  $0,04 \text{ мг/м}^3$ .

### 8.3.2 Расчёт высоты дымовой трубы

Высота дымовой трубы является основным фактором, снижающим концентрацию токсичных веществ на уровне земли.

Определяется выброс оксидов азота, рассчитываемый по  $\text{NO}_2$  (г/с)

$$M_{\text{NO}_2} = 0,034 \cdot \beta \cdot k \cdot B \cdot Q_n^p \cdot (1 - q_4)$$

где  $\beta$ — коэффициент, учитывающий влияние на выход окислов азота качества сжигаемого топлива (содержание  $\text{N}^r$ ) и способа шлако-золоудаления

(принимается по табл. 11.2 рихтер),  $\beta=0,85$ ;

$q_4$ -потери теплоты от механического недожега;

$q_4=0$ ;

$k$ -коэффициент, характеризующий выход окислов азота на одну тонну сожженного условного топлива, кг/т.

Для котлов паропроизводительностью менее 70 т/ч

$$k = \frac{D}{20} = \frac{26,89}{20} = 1,3445 \text{ кг / т}$$

где  $D$ -паропроизводительность котельной  $D=26,89 \text{ т/час}$ ;

$B$ -расход топлива,  $B=2101 \text{ м}^3/\text{ч}=0,426 \text{ кг/с}$

$Q_p^H$  -теплота сгорания низшая на рабочую массу топлива

$$Q_p^H = 34120 \text{ кДж / нм}^3 = 46739 \text{ кДж / кг} = 46,739 \text{ МДж / кг}$$

$$M_{NO_2} = 0,034 \cdot \beta \cdot k \cdot B \cdot Q_n^p \cdot (1 - q_4) = 0,034 \cdot 0,85 \cdot 1,3445 \cdot 0,426 \cdot 46,739 \cdot 1 = 0,774 \text{ г/с}$$

Минимально допустимая высота дымовой трубы Н, м, при которой обеспечивается значение  $C_m$ , соответствующее условию безопасных выбросов

$$C_m \leq \text{ПДК}_{NO_2}$$

$$C_{NO_2} = \frac{A \cdot M_{NO_2} \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta_p}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_d \cdot \Delta T}}$$

где А - коэффициент, зависящий от температурной стратификации атмосферы, для Севера и Северо-Запада европейской территории СССР, Среднего Поволжья, Урала и Украины А = 160;

$M_{NO_2}$  — суммарное количество вредного вещества, выбрасываемого в атмосферу, г/с;  $M_{NO_2} = 0,774$  г/с;

F — безразмерный коэффициент, учитывающий скорость оседания вредных веществ в атмосферном воздухе; для газообразных примесей F = 1;

$V_d$  - объем уходящих дымовых газов н, м<sup>3</sup>/с.  $V_d = 40213 \text{ м}^3/\text{ч} = 11,17 \text{ м}^3/\text{с}$ ;

$\text{ПДК}_{NO_2} = 0,085$  мг/м<sup>3</sup>;

Н-высота трубы, предварительно принимаем, Н = 20 м;

$\eta_p$ -безразмерный коэффициент, учитывающий влияние рельефа местности (для ровной и слабопересеченной местности  $\eta = 1$ )

m-безразмерный коэффициент, учитывающий условия выхода газозадушной смеси из устья источника выброса, определяется в зависимости от параметра f:

$$m = \frac{1}{0,67 + 0,1\sqrt{f} + 0,34\sqrt[3]{f}} = \frac{1}{0,67 + 0,1\sqrt{158} + 0,34\sqrt[3]{158}} = 0,266$$

$$f = \frac{10^3 \cdot \omega_0^2 \cdot D_0}{H^2 \cdot \Delta T} = \frac{10^3 \cdot 22^2 \cdot 0,8}{20^2 \cdot 122,5} = 158$$

где N — число одинаковых дымовых труб; N = 1;

$\Delta T$  — разность между температурой выбрасываемых газов  $T_{yx}$  и средней температурой воздуха  $T_B$ , °С, под которой понимается средняя температура самого жаркого месяца в 14 ч.

$$T_{yx}=145 \text{ } ^\circ\text{C}; T_B=22,5 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\Delta T= T_{yx}- T_B=145-22,5 =122,5 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Коэффициент  $n$  определяется в зависимости от параметра  $v_M$

$$v_M = 0,65 \cdot \sqrt{\frac{V_d \cdot \Delta T}{H}} = 0,65 \cdot \sqrt{\frac{11,17 \cdot 122,5}{20}} = 5,37$$

$n=1$  (эстеркин)

Диаметр устья дымовой трубы  $D_0$  определяется по выражению:

$$D_0 = 1,13 \cdot \sqrt{\frac{V}{N \cdot \omega_0}} = 1,13 \cdot \sqrt{\frac{11,17}{1 \cdot 22}} = 0,82 \text{ м}$$

принимаем  $D_0=0,8$  м;

$\omega_0$  - скорость продуктов сгорания на выходе из дымовой трубы принимаем  $\omega_0=22$  м/с; отсюда определяем

$$C_{NO_2} = \frac{A \cdot M_{NO_2} \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta_p}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_d \cdot \Delta T}} = \frac{160 \cdot 0,774 \cdot 1 \cdot 0,266 \cdot 1 \cdot 1}{20^2 \cdot \sqrt[3]{11,17 \cdot 122,5}} = 0,0074$$

Принятая высота дымовой трубы  $H=20$  м и диаметром  $D_0 =0,8$  м обеспечивает значение  $C_{NO_2}$ , соответствующее условию безопасных выбросов

$$C_{NO_2} \leq \text{ПДК}_{NO_2}, \quad 0,0074 \leq 0,085.$$

#### 8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Под оперативной ликвидацией аварий следует понимать отделение поврежденного оборудования (участка сети) от энергосистемы, а также действия, имеющие целью:

- предотвращение развития аварии; - устранение опасности для обслуживающего персонала и оборудования, незатронутого аварией;



- восстановление в кратчайший срок, в первую очередь в зоне поражения, питания наиболее ответственных потребителей;
- создание надежной послеаварийной схемы;
- выяснение состояния отключившегося во время аварии оборудования и возможности его включения в работу.

#### 8.4.1 Порядок организации работ при ликвидации аварии

Важным условием безаварийной работы является сохранение персоналом спокойствия при изменении режим, неполадок, дисциплинированное и сознательное выполнение инструкций и распоряжений.

При возникновении аварийной ситуации эксплуатационный персонал принимает меры по ликвидации и локализации создавшегося положения, обезопасив людей и оборудование.

Нарушение топливоснабжения - необходимо перевести в режим ограниченного потребления угля для поддержания минимальной температуры теплоносителя.

Повреждение трубопроводов в пределах котлов - производится аварийная остановка котла.

Нарушение водоснабжения - усиление подачи питательной воды для компенсации потерь и поддержания рабочего давления. Оперативно - ремонтный персонал незамедлительно приступает выяснению причин снижения давления и устранению аварии.

Понижение температуры наружного воздуха в зимний период вызывает повышенную опасность аварийных остановок оборудования -

коммуникации, утепляются цеха, выполняются мероприятия по предупреждению повышенной влажности в помещениях.

- ограничить развитие аварии, устранить опасность для персонала и оборудования, не затронутого аварией;
- восстановить теплоснабжение потребление;
- устранить причину возникновения аварии и последствия.

#### 8.4.2 Обязанности персонала при обнаружении и ликвидации аварии.

При обнаружении аварии сообщить диспетчеру.

Лица из числа оперативно - ремонтного и обслуживающего персонала котельной, согласовав свои действия с руководством, принимают необходимые действия по устранению аварийной ситуации и ликвидации её последствий.

Во время ликвидации аварии следует действовать быстро, точно, слаженно без излишней суеты. Поспешные и необдуманные действия могут усугубить ситуацию.

Все действия согласовываются с руководителем работ и руководством участка.

По окончании восстановительных работ на аварийном участке тепловой сети, производится запуск в работу оборудование, с последующей проверкой и настройкой для обеспечения заданных режимов работы оборудования.

Обслуживающий и оперативно-ремонтный персонал котельной регистрирует все обстоятельства возникновения и устранения аварии в оперативном журнале котельной.

Таким образом, в данном разделе рассмотрен комплекс социальных вопросов, связанных с эксплуатацией паровой котельной.

## **Заключение**

В ходе данной дипломной работы был разработан проект реконструкции системы теплоснабжения микрорайона «Гагарина» г.Асино.

Для улучшения технико-экономических показателей системы теплоснабжения в проекте предусматривается: в связи с низкой рентабельностью котельных

«Октябрь», «Тепличная» вывести эти котельные из эксплуатации, присоединив их нагрузку к вновь сооружаемой модульной котельной.

В данной работе был произведен расчет тепловых нагрузок на отопление и ГВС, определены максимальные часовые и годовые нагрузки отопления и ГВС для проектируемой котельной. Выбран тип регулирования отпуска тепловой энергии в тепловые сети – качественное по отопительной нагрузке, построены графики зависимости температур сетевой воды и нагрузки отопления от температуры наружного воздуха.

По этим нагрузкам было подобрано основное оборудование – два котла КВВ 3.0 ТШП производства Омского завода ООО «Октан» на твердом топливе с автоматической подачей, которые будут работать как на отопление, так и на ГВС по двухконтурной системе.

Произведен гидравлический расчет системы теплоснабжения, по результатам которого был построен пьезометрический график и подобраны сетевые насосы типа СЭ 160-70 и подпиточные насосы типа К-45-40. Выбраны пластинчатые теплообменники для контура отопления и ГВС, подобрана система химводоочистки типа «ГДВУ-3/10» для подпитки тепловой сети. Проведен расчет тепловых потерь тепловой сети, определена оптимальная толщина слоя изоляции.

Экономический расчет показал, что годовые затраты на топливо двух не рентабельных котельных составил 50,116 млн.руб., а новой модульной котельной 37,711 млн. руб. За счет реконструкции системы теплоснабжения экономия составляет 12,405 млн. руб. Таким образом, данный проект с экономической точки зрения выгоден и дает существенную экономию денежных средств. Данный проект является рентабельным и имеет довольно небольшой срок окупаемости – 1,6 года.

В разделе «социальная ответственность» был произведен поверочный расчет проектируемой системы освещения, из которого определено необходимое число светильников с лампами типа ЛСП02 – 10 шт.

Данный дипломный проект показал, что проекты объединения небольших близкорасположенных котельных (закрытие двух нерентабельных котельных с передачей их нагрузки новой более эффективной котельной) – довольно удачное решение с двумя и более близкорасположенными котельными. Это дает существенную экономию топлива при довольно небольшом сроке окупаемости.

#### Список использованных источников

- 1 Ляликов Б.А. источники и системы теплоснабжения промышленных предприятий Ч.2: Учебное пособие: Издательство ТПУ, 2005.-172 с.

- 2 ТСН 23-316-2000 Тепловая защита жилых и общественных зданий Томской области. Нормативы по теплозащите. – М.:2001
- 3 СНиП 2.08.01-85 Жилые здания. - М.: Госстрой России, 2000.
- 4 СНиП 2.04.01-85 Внутренний водопровод и канализация зданий. – М.: Госстрой России, 1997.
- 5 СНиП 2.04.05-91 Отопление вентиляция и кондиционирование. – М.:1991
- 6 Ляликов Б.А. источники и системы теплоснабжения промышленных предприятий Ч.1: Учебное пособие: Издательство ТПУ, 2005.-144 с.
- 7 Сафонов А.П. Сборник задач по теплофикации и тепловым сетям. Учебное пособие для вузов - М.: Энергоатомиздат, 1985
- 8 Козин В.Е., Левина Т.А., Марков А.П. теплоснабжение. – М.:Высшая школа, 1980
- 9 Инструкция по расчету и обоснование нормативов технологических потерь, при передаче тепловой энергии. Утверждено приказом МинЭнерго России №325 от 30.12.2008 года.
- 10 Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети. – М.:Энергия,1982
- 11 Справочник проектировщика. Проектирование тепловых сетей. Под редакцией А.А.Николаева. – М.:Энергия, 1965
- 12 Справочник по теплоснабжению и вентиляции. Под редакцией Р.В.Щекин, С.М.Кореневский. – К.: Будівельник,1976
- 13 Водяные тепловые сети: Справочное пособие по проектированию./ И. В. Беляйкина, В. П. Витальев, Н. К. Громов и др.; Под ред. Н. К. Громова, Е. П. Шубина.- М.: Энергоатомиздат, 1988.- 376 с.: ил.
- 14 теплотехнический справочник. Т. 1,2. Под редакцией В.Н.Юренева, П.Д.Лебедева. – М.: Энергия, 1975
- 15 СНиП 11-34-76 Горячее водоснабжение. – М.:1976
- 16 СНиП 2.04.07-86 Тепловые сети. Нормы проектирования. – М.: Стройиздат, 1987

- 17 Краснощекоев Е. А., Сукомел А. С. Задачник по теплопередаче: Учебное пособие для вузов.- 4-е изд., перераб.- М.: Издательство «Энергия», 1980. – 288 с.: ил.
- 18 Лебедев П. Д. Теплообменные, сушильные и холодильные установки: Учебник для студентов технических вузов.- 2-е изд., перераб.- М.: Издательство «Энергия», 1972
- 19 Роддатис К. Ф., Паторецкий А. Н. Справочник по котельным установкам малой производительности, М.: Стройиздат, 1984
- 20 Методические указания по выполнению курсовой работы на тему “Технико-экономическая оценка инвестиционного проекта реконструкции котельных промышленного района” для студентов ТЭФ специальности 100700 всех форм обучения. – Томск: Изд. ТПУ, 2001
- 21 Завлин П. Н., Васильев А. В., Кноль А. И. Оценка экономической эффективности инвестиционных проектов (современные подходы), СПб:Наука,1995
- 22 Методика определения потребности в топливе, электрической энергии и воде при производстве и передаче тепловой энергии и теплоносителей в системах коммунального теплоснабжения. - М.: Издательство Госстроя России, 2003.
- 23 Волошенко А.В., Д.В.Горбунов. Проектирование функциональных схем систем автоматического контроля и регулирования. Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2008
- 24 Беляев Г. П., Кузицин В. Ф. Технические средства автоматизации в теплоэнергетике. – М.: Энергоатомиздат, 1982
- 25 Емельянов А. И., Капник О. В. Проектирование систем автоматизации технологических процессов: Справочное пособие по содержанию и оформлению проектов. – М.: Энергоатомиздат, 1983

- 26 Файерштейн Л. М. Справочник по автоматизации котельных./ Под ред. Л. М. Файерштейна. – 3-е изд., перераб. – М.: Энергоатомиздат, 1985
- 27 Эстеркин Р. И. Противоаварийные тренировки в производственно-отопительных котельных. – Л.: Энегоатомиздат, Ленингр. отд-ние, 1990
- 28 Либерман Г. Р. Предупреждение аварий и неполадок котельного оборудования. – М.: Издательство литературы по строительству, 1966
- 29 Справочник по проектированию освещения. / Под ред. Козлова А. П. – М.: Энергоатомиздат, 1985

## Приложение А

Таблица П.1 Результаты гидравлического расчета отопительной системы

	Длина Участка, м					Примечание
--	------------------	--	--	--	--	------------



№	Расход сетевой воды, т/ч				Диаметр условный	Скорость воды	Удельные потери	Потери на участке	
		По плану	Эквив. Длина	Привед. Длина					
	G, т/ч	L, м	Lэкв, м	Lпр, м	Dу, м	W, м/с	Δрл, Па/м	ΔP, Па	Δh, м.в.ст
<b>Главная расчетная магистраль</b>									
1	2,3	92	0,7	92,7	0,032	0,80	386,37	35816,10	3,7
2	1,5	20	1,8	21,8	0,032	0,86	600,59	13092,80	1,3
3	3,8	96	0,5	96,5	0,040	0,85	326,84	31539,82	3,2
4	6,0	66	2,4	68,4	0,070	0,51	63,70	4356,55	0,4
5	9,8	16	0,7	16,7	0,080	0,55	57,12	953,95	0,10
6	18,7	6	4,3	10,3	0,100	0,67	64,46	663,90	0,10
7	28,5	78	1,7	79,7	0,125	0,65	46,40	3697,86	0,40
19	58,2	220	0,4	220,4	0,175	0,68	33,07	7289,327	0,75
26	106,1	390	4,1	394,1	0,250	0,61	16,89	6659,35	0,68
34	151,3	303	13,7	316,7	0,300	0,60	13,19	4178,49	0,4
								∑Δh	11,03
<b>Ответвление I</b>									
8	6,7	23	0,6	23,6	0,070	0,57	79,42	1874,33	0,20
9	3,5	3	2,5	5,5	0,040	0,78	277,29	1524,98	0,16
10	10,2	58	0,1	58,1	0,080	0,57	61,88	3595,29	0,37
11	3,5	13	3,3	16,3	0,040	0,78	277,27	4519,48	0,46
12	13,7	70	0,6	70,6	0,080	0,77	111,64	7881,394	0,81
13	0,3	25	2,6	27,6	0,020	0,27	77,52	2139,56	0,22
14	14	93	1,2	94,2	0,080	0,78	116,58	10981,56	1,13
15	11,4	14	6,1	20,1	0,080	0,64	77,29	1553,69	0,16
16	25,4	45	1,5	46,5	0,125	0,58	36,85	1713,65	0,18
17	4,3	10	4,9	14,9	0,050	0,61	129,70	1932,46	0,20
18	29,7	70	3,7	73,7	0,125	0,68	50,39	3713,49	0,40
								∑Δh	4,29
<b>Ответвление II</b>									

20	15	100	6,3	106,3	0,080	0,84	133,83	14225,68	1,46
21	15,5	19	1,6	20,6	0,100	0,55	44,28	912,24	0,10
22	30,5	36	1,7	37,7	0,125	0,70	53,14	2003,29	0,21
23	4,1	160	4,5	164,5	0,050	0,59	117,91	19396,38	2,00
24	13,6	60	13	73	0,080	0,76	110,01	8030,78	0,82
25	47,9	85	2,2	87,2	0,150	0,76	50,33	4388,217	0,50
								$\sum\Delta h$	5,09
Ответвление III									
27	4,5	25	1,2	26,2	0,050	0,64	142,04	3721,46	0,40
28	16,7	70	1,0	71	0,100	0,60	51,40	3649,82	0,40
29	25,8	37	5,6	42,6	0,125	0,59	38,02	1619,76	0,20
30	9,2	48	1,6	49,6	0,070	0,78	149,75	7427,49	0,80
31	10,2	38	9,1	48,1	0,080	0,57	61,88	2976,48	0,31
32	0,4	5	0,2	5,2	0,020	0,40	137,82	716,63	0,11
33	45,2	144	4,9	148,9	0,150	0,72	45,61	6790,86	0,71
								$\sum\Delta h$	2,93

## Приложение Б

Таблица П.2 Результаты гидравлического расчета системы ГВС

№	Расход сетевой воды, т/ч	Длина Участка, м			Диаметр условный	Скорость воды	Удельные потери	Потери на участке	Примечание
		По плану	Эквив. длина	Привед. длина					
	G, т/ч	L, м	Лэкв, м	Лпр, м	Dу, м	W, м/с	Δрл, Па/м	ΔP, Па	Δh, м.в.ст
Главная расчетная магистраль									
1	0,01	92	0,51	92,51	0,015	0,02	0,39	36,08	0,01
2	0,01	96	0,51	96,51	0,015	0,02	0,39	37,64	0,01
3	0,10	66	2,97	68,97	0,020	0,10	8,61	594,08	0,06
4	0,11	16	0,73	16,73	0,032	0,10	3,23	54,02	0,01
5	1,66	6	5,35	11,35	0,032	0,58	201,26	2283,96	0,24
6	1,77	78	0,82	78,82	0,032	0,62	228,82	18036,02	1,85
19	3,99	220	7,19	227,19	0,05	0,57	111,67	25369,76	2,60
26	0,01	20	2,07	22,07	0,015	0,02	0,38	36,38	0,01
27	4,00	20	1,44	21,44	0,050	0,57	112,23	2405,91	0,25
28	6,81	390	13,13	403,13	0,070	0,50	55,60	22416,01	2,30
35	10,18	303	9,05	312,05	0,080	0,57	61,64	19234,51	1,97
								ΣΔh	9,31
Ответвление I									
8	0,7	23	0,97	23,97	0,032	0,40	130,79	3134,76	0,32
9	0,7	58	3,20	61,20	0,032	0,40	130,79	8005,05	0,82
10	0,7	70	0,73	70,73	0,032	0,40	130,79	9250,50	0,95
11	0,04	25	0,32	25,32	0,015	0,1	6,24	158,00	0,02
12	0,74	93	0,73	93,73	0,032	0,42	146,17	13699,81	1,40
13	1,34	14	5,35	19,35	0,032	0,47	131,15	2537,43	0,26
14	1,94	45	1,31	46,31	0,040	0,43	85,19	3944,54	0,4
15	0,27	10	2,07	12,07	0,015	0,43	284,33	3433,156	0,35
16	2,21	58	1,31	59,31	0,040	0,49	110,55	6556,03	0,67
17	0,01	20	2,07	22,07	0,015	0,02	0,39	36,35	0,01
18	2,22	12	1,09	13,09	0,040	0,50	111,55	1459,92	0,15
								ΣΔh	5,35

Ответвление II									
20	1,53	100	2,80	102,80	0,032	0,53	170,97	17575	1,8
21	0,79	19	0,91	19,91	0,032	0,45	166,59	3316,23	0,34
22	2,31	36	1,44	37,44	0,050	0,33	37,43	1401,25	0,14
23	0,1	115	2,65	117,65	0,020	0,1	8,61	1013,38	0,1
24	0,4	59	1,01	60,01	0,020	0,36	137,81	8269,64	0,85
25	2,81	85	1,44	86,44	0,050	0,40	55,39	4787,42	0,49
								$\Sigma\Delta h$	3,72
Ответвление III									
29	0,23	25	1,01	26,01	0,020	0,21	45,56	1184,95	0,12
30	0,83	70	0,61	70,61	0,032	0,47	183,89	12983,22	1,33
31	0,78	37	3,93	40,93	0,032	0,45	162,40	6646,72	0,70
32	0,9	48	6,91	54,91	0,032	0,31	59,16	3248,57	0,33
33	0,74	38	5,38	43,38	0,025	0,42	146,17	6340,67	0,65
34	3,37	144	6,03	120,03	0,05	0,48	79,66	11952,14	1,22
								$\Sigma\Delta h$	4,35

## Приложение В

Таблица П.3 Расчет нормативного значения годовых потерь теплоносителя с его утечкой

Вид трубопроводов	Среднегодовая емкость Системы, м <sup>3</sup>	Норма среднегодовой утечки теплоносителя, α, м <sup>3</sup>	Значение нормативных годовых потерь теплоносителя с его утечкой, м <sup>3</sup>	Среднегодовая температура, °С		Средняя плотность теплоносителя, кг/ м <sup>3</sup>	Значение нормативных потерь тепловой энергии с утечкой теплоносителя, Гкал
				Подающий трубопровод	Обратный трубопровод		
отопление	119,71	0,2993	1716,64	61,75	49,5	985	72,96
ГВС	22,98	0,0574	482,49	60	50	983,2	22,56
Затраты теплоносителя и тепловой энергии на заполнение трубопроводов							
отопление	119,71	179,6	179,6	61,75	49,5	985	0
ГВС	22,98	34,5	34,5	60	50	983,2	0

Таблица П.4 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	Кoeffициент местных тепловых потерь, $\beta$	Удельная норма плотности теплового потока, ккал/м <sup>2</sup> ч	Потери тепловой энергии с поверхности изоляции, Гкал/ч
отопление							
2006	80	6	2	В непроходных каналах	1,2	24,2	0,97
2007	70	16	2	В непроходных каналах	1,2	22,2	2,38
2007	40	66	2	В непроходных каналах	1,2	16,2	7,38
2006	150	304	1	Надземная на опорах	1,5	26,2	52,61
2006	125	115	1	Надземная на опорах	1,2	23,9	18,92
2006	100	14	1	Надземная на опорах	1,2	21,1	2,03
2006	80	299	1	Надземная на опорах	1,2	19,7	40,54
2006	40	49	1	Надземная на опорах	1,2	13,9	4,64
2006	32	25	1	Надземная на опорах	1,2	13	2,24
2007	70	78	1	Надземная на опорах	1,2	18,3	9,83
2007	40	96,1	1	Надземная на опорах	1,2	13,9	9,19
2007	32	92,1	1	Надземная на опорах	1,2	13	8,25
2007	25	19,6	1	Надземная на опорах	1,2	12,1	1,63
2008	300	303	1	Надземная на опорах	1,5	43,4	86,86
2008	250	390	1	Надземная на опорах	1,5	36,2	93,13
2008	200	144	1	Надземная на опорах	1,5	31,4	29,83

2006	150	304	1	Надземная на опорах	1,5	23,1	46,38
2006	125	115	1	Надземная на опорах	1,2	20,9	16,54
2006	100	14	1	Надземная на опорах	1,2	18,5	1,78
2006	80	299	1	Надземная на опорах	1,2	17,3	35,60
2006	40	49	1	Надземная на опорах	1,2	11,9	3,97
2006	32	25	1	Надземная на опорах	1,2	11,2	1,93
2007	70	78	1	Надземная на опорах	1,2	16,1	8,64
2007	40	96,1	1	Надземная на опорах	1,2	11,9	7,87
2007	32	92,1	1	Надземная на опорах	1,2	11,2	7,11
2007	25	19,6	1	Надземная на опорах	1,2	10,6	1,43
2008	300	303	1	Надземная на опорах	1,5	38,7	77,45
2008	250	390	1	Надземная на опорах	1,5	32,1	82,58
2008	200	144	1	Надземная на опорах	1,5	27,7	26,31
Горячее водоснабжение							
2006	70	2,9	2	В непроходных каналах	1,2	26	0,76
2006	50	2,9	2	В непроходных каналах	1,2	22,8	0,67
2006	15	40	2	В непроходных каналах	1,2	14,4	5,81
2007	32	7,8	2	В непроходных каналах	1,2	18,8	1,48
2007	25	7,8	2	В непроходных каналах	1,2	17	1,34

2007	20	33,1	2	В непроходных каналах	1,2	15,7	5,24
2007	15	33,1	2	В непроходных каналах	1,2	14,4	4,80
2006	80	303	1	Надземная на опорах	1,2	18,8	57,69
2006	70	193	1	Надземная на опорах	1,2	17,5	34,05
2006	50	221	1	Надземная на опорах	1,2	15,2	33,86
2006	40	14	1	Надземная на опорах	1,2	13,2	1,86
2006	32	10	1	Надземная на опорах	1,2	12,3	1,24
2006	25	140,4	1	Надземная на опорах	1,2	11,5	16,28
2007	20	188,3	1	Надземная на опорах	1,2	10,9	20,69
2008	80	303	1	Надземная на опорах	1,2	18,8	57,69
2008	70	534	1	Надземная на опорах	1,2	17,5	94,19
2006	80	303	1	Надземная на опорах	1,2	17,5	53,70
2006	70	193	1	Надземная на опорах	1,2	17,5	20,29
2006	50	221	1	Надземная на опорах	1,2	15,2	11,95
2006	40	14	1	Надземная на опорах	1,2	13,2	29,41
2006	32	10	1	Надземная на опорах	1,2	12,3	1,74
2006	25	140,4	1	Надземная на опорах	1,2	11,5	17,43
2007	20	188,3	1	Надземная на опорах	1,2	10,3	19,55
2008	80	303	1	Надземная на опорах	1,2	18,8	58,69



2008	70	534	1	Надземная на опорах	1,2	17,5	94,20
Отопление							
1998	80	19	2	В непроходных каналах	1,2	14,5	3,52
Горячее водоснабжение							
1998	40	19	2	В непроходных каналах	1,2	15,4	6,00
Отопление							
1991	150	100	2	В непроходных каналах	1,15	24,2	31,84
1990	100	38	2	В непроходных каналах	1,2	19,8	10,36
1990	70	25	2	В непроходных каналах	1,2	16,5	5,23
Горячее водоснабжение							
1991	80	100	1	В непроходных каналах	1,2	20,2	20,3
1990	60	38	1	В непроходных каналах	1,2	18,2	6,97
1990	50	25	1	В непроходных каналах	1,2	15,6	3,92
1991	70	100	1	В непроходных каналах	1,2	18,2	18,29
1990	60	38	1	В непроходных каналах	1,2	18,2	6,97
1990	50	25	1	В непроходных каналах	1,2	13,6	3,47
Отопление							
До 1990	150	36	2	В непроходных каналах	1,15	94	44,64
	100	198	2	В непроходных каналах	1,2	76	206,84
	80	77	2	В непроходных каналах	1,2	69	73,81
	100	95	1	Надземная на опорах	1,2	40,4	26,45

	100	95	1	Надземная на опорах	1,2	35,7	23,37
Горячее водоснабжение							
	80	122	2	В непроходных каналах	1,2	69	84,82
	70	53	2	В непроходных каналах	1,2	64	34,13
	60	43	2	В непроходных каналах	1,2	64	27,64
	50	35	2	В непроходных каналах	1,2	56	19,70
	40	29	2	В непроходных каналах	1,2	56	16,60
	32	29	2	В непроходных каналах	1,2	45	13,34
	70	95	1	Надземная на опорах	1,2	31,3	30,00
	50	95	1	Надземная на опорах	1,2	26,7	25,59
Итого						Отопление, Гкал/год	1109,67
						ГВС, Гкал/год	2104,58

## Приложение Г

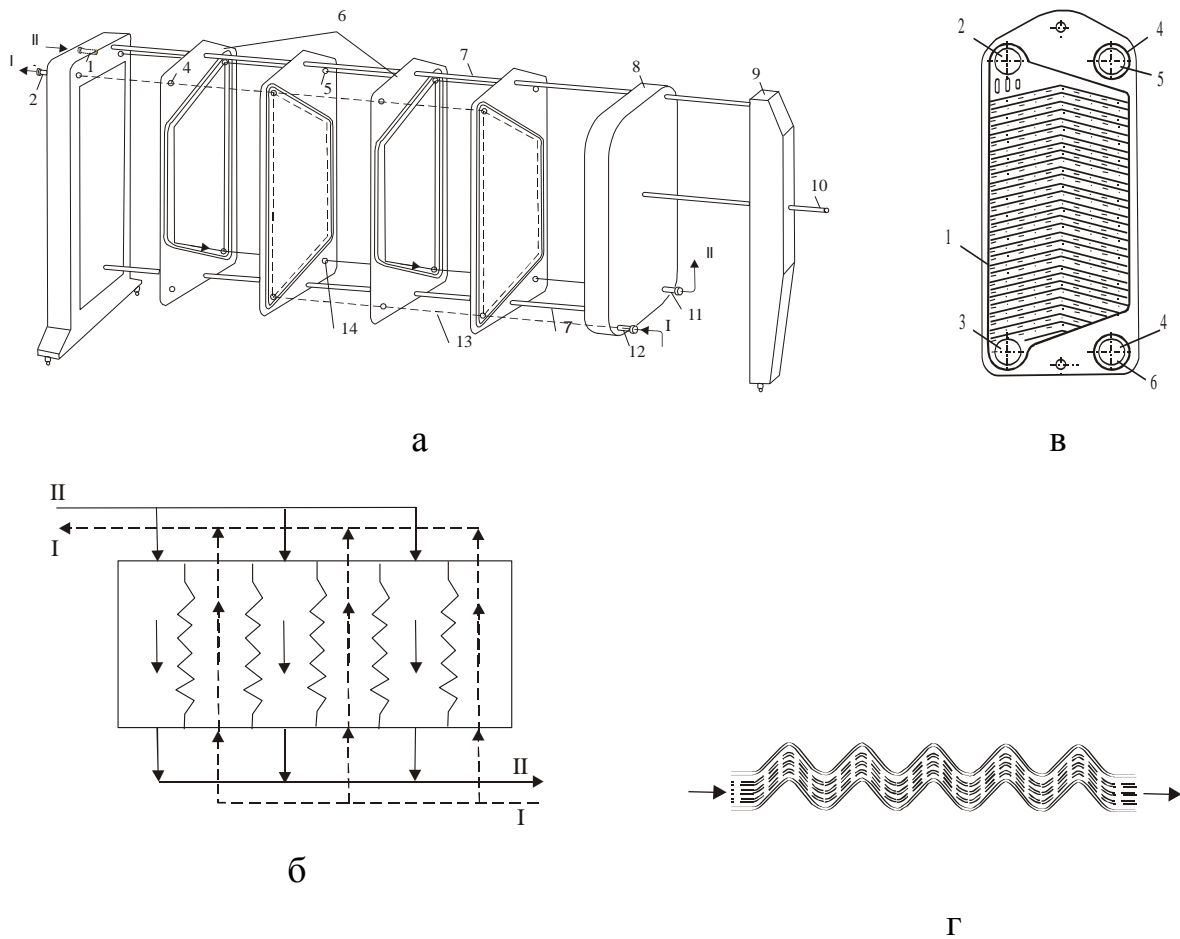


Рисунок П 1 Пластинчатый теплообменник и его элементы.

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.

#### Приложение Д

Таблица П5 Приобретаемое основное и вспомогательное оборудование

№ п/п	Наименование оборудования	Тип, марка	Единицы измерения	Количество	Цена с НДС,	Примечание
-------	---------------------------	------------	-------------------	------------	-------------	------------

					тыс. руб.	
Основное оборудование						
1	Котел водогрейный	КВВ-3,0 ТШП	Шт.	2	1576	
Вспомогательное оборудование						
2	Теплообменник пластинчатый на отопление	0,5Пр-0,8- 35	Шт.	2	88,1	
4	Теплообменник пластинчатый на ГВС	0,5Пр-0,8- 7	Шт.	2	64,0	
4	Насос внутреннего контура	ТР 100- 200/4	Шт.	2	110,6	1 насос резервный
5	Насос сетевой отопления	СЭ 160-78	Шт.	2	45,0	1 насос резервный
6	Подпиточный насос	К-45-40	Шт.	2	39,1	1 насос резервный
7	Насос ГВС	ТР 100- 200/2	Шт.	2	107,5	1 насос резервный
8	Дымосос	ДН-8	Шт.	2	50,0	
9	Механическая топка	ТШП-3,0	Шт.	3	342,0	
10	Золоуловитель	ЗУ-1-2	Шт.	2	28,7	
11	Деаэратор	Flamcoven t 200F	Шт.	2	30,7	
12	Расширительный бак	Maxivarem R2 500 471	Шт.	2	24,0	
13	Вентилятор дутьевой	ВЦ14-46- 2,5	Шт.	2	7,9	

