

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Электронного обучения
Специальность промышленная теплоэнергетика
Кафедра теоретической и промышленной теплотехники

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы
Реконструкция источника системы теплоснабжения в г. Асино

УДК 697.34-048.35(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-6501	Ануфриев Никита Николаевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Нагорнова Татьяна Алексеевна	К.Т.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «**Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры менеджмента	Фигурко Аркадий Альбертович	К.Э.Н.		

По разделу «**Социальная ответственность**»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельность	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
теоретической и промышленной теплотехники	Кузнецов Гений Владимирович	профессор, д.ф.-м.н.		

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 промышленная теплоэнергетика
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
3-6501	Ануфриев Никита Николаевич

Тема работы:

Реконструкция источника системы теплоснабжения в г. Асино	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№

Срок сдачи студентом выполненной работы:

14.06.2016г

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

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

Присоединения всей нагрузки к близлежащей котельной «Стройдеталь» с реконструкцией последней в г. Асино.

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</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>	<ul style="list-style-type: none"> • • Определение расчетных нагрузок на отопление и горячее водоснабжение • Отопление • Горячее водоснабжение • Выбор основного оборудования • Гидравлический расчет тепловой сети • Основные задачи гидравлического расчета • Расчетные зависимости • Конструктивный гидравлический расчет двухтрубной тепловой сети • Пример гидравлического расчета системы отопления • Гидравлический расчет системы ГВС • Пример гидравлического расчета системы ГВС • Построение пьезометрического графика тепловой сети и подбор сетевых и подпиточных насосов • Выбор регулирования отпуска тепла в тепловые сети. Построение графика температур • Расчёт и выбор теплообменника • Химводоочистка в реконструированной котельной • Тепловой расчёт тепловой сети • Поверочный расчет газового тракта • Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение • Определение расхода топлива до реконструкции • Определение расхода топлива после реконструкции • Расчет инвестиций в реконструкцию котельной • Автоматическая система регулирования давления воды в обратном трубопроводе системы отопления • Социальная ответственность • Возможность возникновения в котельной аварийных ситуаций • Расчет освещения в котельной • Экология
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Чертёж А1-5 штук</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p style="text-align: center;">Раздел</p>	<p style="text-align: center;">Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Фигурко А.А., доцент каф. менеджмента</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Сечин А.А., к.т.н., доцент</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	

ЗАКЛЮЧЕНИЕ**Дата выдачи задания на выполнение выпускной
квалификационной работы по линейному графику**

18.03.2016г.

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Нагорнова Татьяна Александровна	д.ф.-м.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-6501	Ануфриев Никита Николаевич		

Реферат

Тема дипломной работы «Реконструкция источника системы теплоснабжения в г. Асино». В связи с закрытием в г. Асино нерентабельной котельной «Тепличная» возникла необходимость присоединения нагрузки данного теплового пункта к близлежащей котельной «Стройдеталь» с реконструкцией последней. Целью данного проекта является подбор основного и вспомогательного оборудования, а также конструктивный расчет новых участков тепловой сети и поверочный расчет существующих участков тепловой сети. Проект может быть осуществлен в микрорайонах городов, где имеются две и более близкорасположенных котельных при низкой их рентабельности.

Данный проект написан на 110 листах, содержит 11 разделов, 8 рисунков, 12 таблиц, 8 приложений, использовано 25 источников литературы.

Содержание

Введение.....	
1 Определение расчетных нагрузок на отопление и горячее водоснабжение.....	
1.1 Отопление.....	
1.2 Горячее водоснабжение.....	
2 Выбор основного оборудования.....	
3 Гидравлический расчет тепловой сети.....	
3.1 Основные задачи гидравлического расчета.....	
3.2 Расчетные зависимости.....	
3.3 Конструктивный гидравлический расчет двухтрубной тепловой сети.....	
3.4 Пример гидравлического расчета системы отопления.....	
3.5 Гидравлический расчет системы ГВС.....	
3.6 Пример гидравлического расчета системы ГВС.....	
3.7 Построение пьезометрического графика тепловой сети и подбор сетевых и подпиточных насосов.....	
4 Выбор регулирования отпуска тепла в тепловые сети. Построение графика температур.....	
5 Расчёт и выбор теплообменника.....	
6 Химводоочистка в реконструированной котельной.....	
7 Тепловой расчёт тепловой сети.....	
8 Поверочный расчет газового тракта.....	
9 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	
9.1 Определение расхода топлива до реконструкции.....	
9.2 Определение расхода топлива после реконструкции.....	
9.3 Расчет инвестиций в реконструкцию котельной.....	
10 Автоматическая система регулирования давления воды в обратном трубопроводе системы отопления.....	
11 Социальная ответственность.....	

11.1	Возможность возникновения в котельной аварийных ситуаций.....
11.2	Расчет освещения в котельной.....
11.3	Экология.....
	Заключение.....
	Список использованной литературы.....
	Приложения.....

Введение

Системы централизованного теплоснабжения характеризуются сочетанием трех основных звеньев: теплоисточников, тепловых сетей и местных систем теплоиспользования (теплопотребления) отдельных зданий и сооружений. В теплоисточниках осуществляется получение теплоты за счет сжигания различных видов органического топлива. Такие источники называются котельными. В случае использования в теплоисточниках теплоты, выделяемой при распаде радиоактивных элементов, они называются атомными станциями теплоснабжения (АСТ). В отдельных системах теплоснабжения используются в качестве вспомогательных нетрадиционные и возобновляемые источники теплоты – геотермальная энергия, энергия солнечного излучения и т. п.

Если источник расположен с теплоприемниками в одном здании, то трубопроводы для подачи теплоносителя к теплоприемникам, проходящие внутри здания, рассматриваются как элемент системы местного теплоснабжения. В системах централизованного теплоснабжения теплоисточники располагаются в отдельно стоящих зданиях, а транспорт тепловой энергии от них осуществляется по трубопроводам тепловых сетей, к которым присоединены системы теплоиспользования отдельных зданий.

Масштабы систем централизованного теплоснабжения могут изменяться в широких пределах: от небольших, обслуживающих несколько соседних зданий, до крупных, охватывающих ряд жилых или промышленных районов и даже город в целом. Независимо от масштаба эти системы по контингенту обслуживаемых потребителей подразделяются на коммунальные, промышленные и общегородские.

Система теплоснабжения г. Асино Томской области характеризуется наличием довольно большого количества (29 шт.) небольших котельных мощностью от 0,5 до 10 МВт, которые в большинстве своем работают на твердом топливе (угле), по одноконтурной 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 настоящее время на большинстве котельных г. Асино оборудование устарело как морально, так и физически. На них преобладают котлы кустарного производства типа «НР-18», «Алтай», «Сибирь» с фактическим КПД не превышающим 50%, практически на всех котельных (за исключением «Дружбы» и «Центральной») 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.

В ходе проведенной в 2005 году реконструкции часть котельных было переведено полностью («Гора», «Дружба») или частично (только система отопления – «Пищекombинат», «Школа №2», «Центральная») с твердого топлива на жидкое (нефть). Эта реконструкция поначалу себя оправдывала: КПД нефтяных котлов, пусть и кустарного производства, был существенно выше КПД старых угольных котлов; теплотворная способность нефти составляет 9500 Ккал/кг, а угля – только 5000 Ккал/кг; и, что немаловажно, цена нефти была достаточно доступна.

Но к 2005 году нефть подорожала в несколько раз (до 6000 рублей за тонну), предсказывался дальнейший рост цен на нее, КПД нефтяных котлов снижался ввиду отсутствия систем химводоочистки, старые угольные котлы требовали частого ремонта, а то и замены, что приводило к большим затратам на эксплуатацию и ремонт котельных. Следствием всего этого стало увеличение

тарифа на тепловую энергию в условиях низкой платежеспособности большинства населения города. Остро встал вопрос о реконструкции котельных, а именно:

- перевод нефтяных котельных на другой вид топлива;
- замена устаревших угольных котлов на новые котельные агрегаты заводского производства;
- установка на котельных систем химводоочистки;
- создание двухконтурных систем теплоснабжения с наличием теплообменных аппаратов;
- возможное закрытие части небольших нерентабельных котельных (уборка их в резерв) с присоединением всей нагрузки к ближайшей более рентабельной котельной с заменой оборудования последней.

С выбором вида топлива, на котором будут работать котельные после реконструкции, особых затруднений не возникло. Асиновский район не газифицирован, и видимо в ближайшем будущем этого и не ожидается, доставка газа, как и мазута, очень дорогостоящая. В качестве топлива был выбран уголь.

В данной дипломной работе рассматривается проект водогрейной котельной и реконструкция системы теплоснабжения жилого микрорайона в г. Асино в результате закрытия нерентабельной котельной «Тепличная» и присоединения всей нагрузки к близлежащей котельной «Стройдеталь» с реконструкцией последней. В частности предлагается провести следующие мероприятия:

- Снос устаревших угольных котлов и установка новых котлов заводского производства ООО «Ижевский котельный завод» на твердом топливе;
- Установка системы химводоочистки типа «ГДВУ»;
- Установка пластинчатого теплообменника с целью создания двухконтурной схемы ГВС;
- Замена части сетевых насосов;

- Постройка надземной тепловой сети от котельной «Стройдеталь» до котельной «Тепличная» с вводами в существующие подземные тепловые сети.

Прогрессивные решения проекта:

1. Котлы «КВ» Ижевского котельного завода не требуют водоподготовки из-за специальной конструкции труб, обеспечивающей спиральное закручивание потока воды.
2. Система химводоочистки «ГДВУ-03/5» обеспечивает безреагентную очистку воды, что существенно снижает затраты на ее эксплуатацию.
3. Автоматизация процесса подпитки существенно облегчает труд обслуживающего персонала.

1 Определение расчетных нагрузок на отопление и горячее водоснабжение

Расчет тепловых нагрузок на отопление и горячее водоснабжение будем вести согласно [24].

1.1 Отопление

1.1.1 Расчетную часовую тепловую нагрузку отопления следует принимать по типовым или индивидуальным проектам зданий.

При проектировании отопления в случае отличия принятого значения расчетной температуры наружного воздуха от действующего нормативного значения, необходимо произвести пересчет приведенной расчетной часовой тепловой нагрузки отапливаемого здания:

$$Q_{o \max} = Q_{o \max \text{ пр}} \frac{t_j - t_o}{t_j - t_{o \text{ пр}}}, \quad (1.1)$$

где $Q_{o \max}$ и $Q_{o \max \text{ пр}}$ - расчетная и типовая часовая тепловая нагрузка на отопление здания, Гкал/ч;

t_j - расчетная температура воздуха в отапливаемом здании, °С; принимается в соответствии с таблицей 1;

t_o - расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления в местности, где расположено здание, согласно СНиП 23-01-99 [1], °С;

$t_{o \text{ пр}}$ - то же, по типовому или индивидуальному проекту, °С.

Таблица 1.1 Расчетная температура воздуха в отапливаемых зданиях

Наименование здания	Расчетная температура воздуха в здании $t_j, ^\circ\text{C}$
Жилое здание	18
Гостиница, общежитие, административное здание	18-20
Детский сад, ясли, поликлиника, амбулатория, диспансер, больница	20
Высшее, среднее специальное учебное заведение, школа, школа-интернат, предприятие общественного питания, клуб	16
Театр, магазин, пожарное депо	15
Кинотеатр	14
Гараж	10
Баня	25

В местностях с расчетной температурой наружного воздуха для проектирования отопления $-31\text{ }^\circ\text{C}$ и ниже значение расчетной температуры

воздуха внутри отапливаемых жилых зданий следует принимать в соответствии с главой СНиП 2.08.01-85 [9] равным 20 °С.

1.1.2 При отсутствии проектной информации расчетную часовую тепловую нагрузку отопления отдельного здания можно определить по укрупненным показателям:

$$Q_{o \max} = \alpha V q_o (t_j - t_o) (1 + K_{и.р}) 10^{-6}, \quad (1.2)$$

где α - поправочный коэффициент, учитывающий отличие расчетной температуры наружного воздуха для проектирования отопления t_o от $t_o = -30$ °С, при которой определено соответствующее значение q_o ; принимается по таблице 1.2;

V - объем здания по наружному обмеру, м³;

q_o - удельная отопительная характеристика здания при $t_o = -30$ °С, ккал/м³ ч°С; принимается по [24 ,таблицы 3 и 4];

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

Таблица 1.2 Поправочный коэффициент α для жилых зданий

Расчетная температура	±0	-5	-10	-15	-20	-25	-30	-35	-40	-45	-50	-55
-----------------------	----	----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

наружного воздуха t_o , °C												
α	2,0 5	1,6 7	1,4 5	1,2 9	1,1 7	1,0 8	1,0 0	0,9 5	0,9	0,8 5	0,8 2	0,8

Значение V , m^3 , следует принимать по информации типового или индивидуального проектов здания или бюро технической инвентаризации (БТИ).

Если здание имеет чердачное перекрытие, значение V , m^3 , определяется как произведение площади горизонтального сечения здания на уровне его I этажа (над цокольным этажом) на свободную высоту здания - от уровня чистого пола I этажа до верхней плоскости теплоизоляционного слоя чердачного перекрытия, при крышах, совмещенных с чердачными перекрытиями, - до средней отметки верха крыши. Выступающие за поверхности стен архитектурные детали и ниши в стенах здания, а также неотапливаемые лоджии при определении расчетной часовой тепловой нагрузки отопления не учитываются.

При наличии в здании отапливаемого подвала к полученному объему отапливаемого здания необходимо добавить 40% объема этого подвала. Строительный объем подземной части здания (подвал, цокольный этаж) определяется как произведение площади горизонтального сечения здания на уровне его I этажа на высоту подвала (цокольного этажа).

1.2 Горячее водоснабжение

1.2.1 Средняя часовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения потребителя тепловой энергии Q_{hm} , Гкал/ч, в отопительный период определяется по формуле:

$$Q_{hm} = \frac{aN(55 - t_c)10^{-6}}{T} + Q_{т.п}, \quad (1.3)$$

где a - норма затрат воды на горячее водоснабжение абонента, л/ед. измерения в сутки; должна быть утверждена местным органом самоуправления; при отсутствии утвержденных норм принимается по таблице Приложения 3 (обязательного) СНиП 2.04.01-85 [3];

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

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

T - продолжительность функционирования системы горячего водоснабжения абонента в сутки, ч;

$Q_{т.п}$ - тепловые потери в местной системе горячего водоснабжения, в подающем и циркуляционном трубопроводах наружной сети горячего водоснабжения, Гкал/ч.

3.2. Среднюю часовую тепловую нагрузку горячего водоснабжения в неотопительный период, Гкал, можно определить из выражения:

$$Q_{hs} = Q_{hm} \beta \frac{t_{hs} - t_{cs}}{t_h - t_c}, \quad (1.4)$$

где Q_{hm} - средняя часовая тепловая нагрузка горячего водоснабжения в отопительный период, Гкал/ч;

β - коэффициент, учитывающий снижение средней часовой нагрузки горячего водоснабжения в неотапливаемый период по сравнению с нагрузкой в отопительный период; если значение β не утверждено органом местного самоуправления, β принимается равным 0,8 для жилищно-коммунального сектора городов средней полосы России, 1,2-1,5 - для курортных, южных городов и населенных пунктов, для предприятий - 1,0;

t_{hs} , t_h - температура горячей воды в неотапливаемый и отопительный период, °С;

t_{cs} , t_c - температура водопроводной воды в неотапливаемый и отопительный период, °С; при отсутствии достоверных сведений принимается $t_{cs} = 15$ °С, $t_c = 5$ °С.

1.3 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. Сентябрьской, 48.

1.3.1 Расчетная нагрузка на отопление:

$$Q_{o \max} = \alpha V q_o (t_j - t_o) (1 + K_{н.р}) 10^{-6} =$$

$$= 0,91 * 7911 * 0,41 * (20 - (-40)) = 175149,5 \text{ Ккал/час} = 203,17 \text{ кВт.}$$

1.3.2 Годовая нагрузка на отопление:

$$Q = Q_0 \max * 24 * n * 10^{-6} = 175149,5 * 24 * 239 * 10^{-6} = 487,6 \text{ Гкал/год.}$$

1.3.3 Средняя расчетная нагрузка на горячее водоснабжение:

$$Q_{\text{hm}} = \frac{aN(55 - t_c)10^{-6}}{T} + Q_{\text{т.п}} =$$

$$= (105 * 76 * (55 - 5)) / 24 = 15954,2 \text{ ккал/час.}$$

1.3.4 Максимальная расчетная нагрузка на горячее водоснабжение:

$$Q = 2,4 Q_{\text{hm}} = 2,4 * 15954,2 = 38290 \text{ ккал/час.}$$

1.3.5 Годовое потребление тепла на нужды горячего водоснабжения:

$$Q_{\text{ГВС}}^{\text{год}} = Q_{\text{ГВС}}^{\text{max}} * [n_o + 0,8 * (350 - n_o)] * 10^{-6}, \text{ Гкал,} \quad (1.5)$$

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

n_o – продолжительность отопительного периода, сут. (для Асиновского района $n_o = 239$ сут.).

350 – число суток горячего водоснабжения за год.

$$Q_{\text{ГВС}}^{\text{год}} = 38290 * (239 + 0,8(350 - 239)) * 10^{-6} = 160,82 \text{ Гкал/год.}$$

2 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 $Q_o=2,078$ Гкал/час

Максимальная нагрузка на ГВС $Q_{гвс}=0,244$ Гкал/час.

2.1 Для системы отопления выбираем котлы типа КВ-1,44 ООО «Ижевский котельный завод» на твердом топливе с ручной его подачей в количестве 3 штук (один резервный) со следующими характеристиками:

- Теплопроизводительность – 1,44 МВт (1,25 Гкал/час);
- Отапливаемая площадь (при высоте потолков 3 м) – 12166 м²;
- КПД не менее – 83%;
- Рабочее давление – 0,6 МПа;
- Гидравлическое сопротивление котла, не более – 0,25МПа;
- Номинальный расход воды – 49,6 м³/час;
- Температура воды: на входе в котел не менее – 70 °С;
на выходе из котла не более – 90 °С;
- Объем топочного пространства – 5,06 м³;
- Поверхность нагрева: радиационная часть – 25,7 м²;
конвективная часть – 54,3 м²;
- Полная масса котла без воды – 5800 кг;
- Температура дымовых газов на выходе – 170-200 °С;
- Разрежение в топке – 30-60 Па;
- Габаритные размеры в легкой обмуровке:
длина – 3610 мм
ширина – 2540 мм

высота – 2440 мм.

2.2 Для системы ГВС выбираем котлы типа КВ-1,16 ООО «Ижевский котельный завод» на твердом топливе с ручной его подачей в количестве 2 штук (один резервный) со следующими характеристиками:

- Теплопроизводительность – 1,16 МВт (1 Гкал/час);
- Отапливаемая площадь (при высоте потолков 3 м) – 9666 м²;
- КПД не менее – 83%;
- Рабочее давление – 0,6 МПа;
- Гидравлическое сопротивление котла, не более – 0,25МПа;
- Номинальный расход воды – 40 м³/час;
- Температура воды: на входе в котел не менее – 70 °С;
на выходе из котла не более – 90 °С;
- Объем топочного пространства – 2,95 м³;
- Поверхность нагрева: радиационная часть – 19,9 м²;
конвективная часть – 43,4 м²;
- Полная масса котла без воды – 5700 кг;
- Температура дымовых газов на выходе – 170-200 °С;
- Разрежение в топке – 30-60 Па;
- Габаритные размеры в легкой обмуровке:
длина – 3430 мм
ширина – 2100 мм
высота – 2380 мм.

3 Гидравлический расчет тепловой сети

3.1 Основные задачи [1, с. 155]

При проектировании тепловых сетей основная задача гидравлического расчета состоит в определении диаметров труб по заданным расходам теплоносителя и располагаемым перепадам давлений во всей сети или в отдельных ее участках.

В процессе эксплуатации тепловых сетей возникает необходимость решения обратных задач по определению расходов теплоносителя на участках сети или давлений в отдельных точках при изменении гидравлических режимов.

Таким образом, в задачу гидравлического расчета входит:

- 1) определение диаметров трубопроводов;
- 2) определение падения давления (напора);
- 3) установление величин давлений (напоров) в различных точках сети;
- 4) увязка всех точек системы при статическом и динамическом режимах с целью обеспечения допустимых давлений и требуемых напоров в сети и абонентских системах.

Результаты гидравлического расчета дают исходный материал для решения следующих задач:

- 1) определение капиталовложений, расхода металла (труб) и основного объема работ по сооружению тепловой сети;
- 2) установление характеристик циркуляционных и подпиточных насосов, количества насосов и их размещения;
- 3) выяснение условий работы тепловой сети и абонентских систем и выбор схем присоединения абонентских установок к тепловой сети;
- 4) выбор авторегуляторов для тепловой сети и абонентских вводов;
- 5) разработка режимов эксплуатации.

Для проведения гидравлического расчета должны быть заданы схема и профиль тепловой сети, указаны размещение станции и потребителей и расчетные нагрузки.

3.2 Расчетные зависимости [1, с. 168]

Падение давления в трубопроводе может быть представлено как сумма двух слагаемых - линейного падения и падения в местных сопротивлениях:

$$\Delta p = \Delta p_{\text{л}} + \Delta p_{\text{м}}, \quad \text{Па}, \quad (3.1)$$

где $\Delta p_{\text{л}}$ – падение давления вследствие трения на прямолинейных участках трубопровода, Па;

$\Delta p_{\text{м}}$ – падение давления в арматуре (вентильях, задвижках, кранах и т.д.) и других элементах оборудования (коленах, шайбах, переходах и т.д.).

Формулы для гидравлического расчета трубопроводов водяных тепловых сетей приводятся ниже.

Суммарные потери давления в трубопроводах на трение и в местных сопротивлениях

$$\Delta P = R l_{\text{пр}}, \quad \text{Па}, \quad (3.2)$$

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

$$l_{\text{пр}} = l + l_{\text{е}}, \quad \text{м}, \quad (3.3)$$

где l – длина участка трубопровода по плану, м.

Эквивалентная длина местных сопротивлений $l_{\text{е}}$

$$l_{\text{е}} = \sum \xi \frac{D_i}{\lambda}, \quad \text{м}, \quad (3.4)$$

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

D_i – внутренний диаметр, м;

λ - коэффициент гидравлического трения.

Удельные потери давления на трение

$$R = 6,27 \cdot 10^{-8} \lambda \frac{G_d^2}{D_i^5 \rho}, \quad \text{Па/м}, \quad (3.5)$$

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

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

Внутренний диаметр труб

$$D_i = \sqrt[5]{\frac{6,27 \cdot 10^{-8} \lambda G_d^2}{R \rho}}, \text{ м.} \quad (3.6)$$

Коэффициент гидравлического трения:

- для области квадратичного закона (при $Re \geq Re_{пр}$)

$$\lambda = \frac{1}{\left(1,14 + 2 \lg \frac{D_i}{k_\varepsilon}\right)}, \text{ Вт/(м К)}, \quad (3.7)$$

- для любых значений числа Рейнольдса (приближенно)

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{k_\varepsilon}{D_i} + \frac{68}{Re}\right)^{0,25}, \text{ Вт/(м К)}, \quad (3.8)$$

где k_ε – коэффициент эквивалентной шероховатости, м.

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

$$Re_{пр} = 560 \frac{D_i}{k_\varepsilon}. \quad (3.9)$$

Предельная скорость, т.е. скорость потока, при которой (и выше) имеет место квадратичная зависимость падения давления от расхода,

$$w_{пр} = 568 \frac{v_i}{k_\varepsilon}, \text{ м/с.} \quad (3.10)$$

3.3 Конструктивный гидравлический расчет двухтрубной водяной сети [2, с. 239]

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

В задачу расчета входит определение диаметров трубопроводов участков сети, потерь напора по участкам и напора сетевых насосов. Расчет ведется по таблицам или номограммам гидравлического расчета.

Рекомендуется при расчете величину удельной линейной потери давления принимать:

- для магистральных сетей $\Delta P \leq 80$ Па/м;
- для распределительной сети и ответвления к зданиям $\Delta P = 150 \div 300$ Па/м.

Гидравлический расчет проводится в следующей последовательности:

1. Вычерчивается расчетная схема тепловой сети, нумеруются участки сети, на расчетные участки сети наносятся длины и расчетные расходы воды.
2. Выбирается главная (расчетная) магистраль (наиболее удаленная от источника тепла).
3. По суммарному расчетному расходу сетевой воды на участке по номограмме или таблице определяется стандартный диаметр трубопровода, соответствующий допустимым значениям удельной линейной потери давления или напора. Фиксируется значение $\Delta P_{\text{л}}$ ($\Delta h_{\text{л}}$), соответствующее выбранному стандартному диаметру трубопровода.
4. Гидравлический расчет рекомендуется начинать с последнего участка. По известному диаметру трубопровода на участке и принятому типу прокладки сети (подземная в непроходных каналах или надземная) выбирается тип компенсатора: сальниковый или П - образный. Принимая расстояние между неподвижными или подвижными опорами, определяется количество компенсаторов.
5. Определяется эквивалентная длина местных сопротивлений $l_{\text{э}}$, в зависимости от характера сопротивления и диаметра трубопровода по табл. [2].
6. Определяется потеря давления или напора на расчетном участке по формуле:

$$\Delta P_{\text{уч}} = \Delta P_{\text{л}}(1 + l_{\text{экв}}) = \Delta P_{\text{л}} l_{\text{пр}} \quad , \text{ Па/м}, \quad (3.11)$$

или

$$\Delta h_{\text{уч}} = \Delta h_{\text{л}}(1 + l_{\text{экв}}) = \Delta h_{\text{л}} l_{\text{пр}} \quad , \text{ Па/м}, \quad (3.12)$$

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.

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

$$\Delta P_{\text{с}}^{\text{р}} = \sum_1^n \Delta P_{\text{уч}} \quad , \text{ Па/м} \quad (3.13)$$

или

$$\Delta H_{\text{с}}^{\text{р}} = \sum_1^n \Delta h_{\text{уч}} \quad , \text{ м в.ст.} \quad (3.14)$$

8. Находится необходимый располагаемый напор сетевых насосов:

$$\Delta H_{\text{сн}} = \Delta H_{\text{пу}} + \Delta H_{\text{с}}^{\text{р}} + \Delta H_{\text{цпп}} \quad , \text{ м в.ст.}, \quad (3.15)$$

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

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

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

При расчете ответвлений на ЦТП необходимо соблюдать условие:

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

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

$$\Delta H_{\text{цпп}} - \text{располагаемый напор в магистрали, в точке присоединения}$$

ответвления, определяется из пьезометрического графика главной магистрали.

3.4 Пример гидравлического расчета системы отопления.

Рассмотрим пример гидравлического расчета двухтрубной закрытой водяной тепловой сети для схемы, показанной на чертеже 1. Эта расчетная схема является основой для формирования файла с исходными данными. На схеме показаны потребители тепловой нагрузки, подключенные к ответвлению от основной магистрали (жилые дома). Основные характеристики участков №№ 1-58 (d - условный диаметр, мм; L - длина участка, м; G - расход воды на участке, т/ч; $\Sigma\zeta$ - сумма местных коэффициентов сопротивления на участке).

Ниже приводится описание программы и порядок формирования массива исходных данных.

Наименование программы - GIDR. Язык программирования - Паскаль.

Назначение - гидравлический расчет двухтрубных тупиковых водяных тепловых сетей.

Программа организована в виде модульной структуры (рисунок 3.1), состоящей из расчетного модуля (*UGIDTSE3*) и головной программы (*GIDRA*).

Расчетный модуль состоит из следующих блоков:

- блока описания и ввода исходных данных;
- основной расчетной процедуры (*GIDRASTSET*), в которой реализуется алгоритм гидравлического расчета тепловой сети;
- вспомогательной процедуры (*CALCKPOPR*) для определения поправочных коэффициентов при $k_3 \neq 0.5$;
- блока вывода результатов в табличной форме.

Блок ввода исходных данных предназначен для считывания исходных данных (одиночных переменных, записей и массивов) в оперативную память ЭВМ.

В процедуре *GIDRASTSET* производятся гидравлические расчеты по изложенной выше методике (формулы 3.1- 3.15).

Для выполнения расчетов по участкам сети организуется цикл по участкам. Для каждого участка, который характеризуется шагом цикла, выполняются гидравлические расчеты в следующей последовательности:

- открывается цикл по гидравлическому расчету участков;
- с учетом значения $Re_{пр}$ определяется коэффициент гидравлического сопротивления;
- из уравнения неразрывности рассчитывается скорость движения воды на участке;
- вычисляются индексы массивов стандартных диаметров и коэффициентов эквивалентной шероховатости (при $k_э \neq 0,5$). Индексы определяются в процедуре *CALCKPOPR* и затем используются для идентификации значений коэффициентов из матрицы поправочных коэффициентов;
- определяются удельные линейные потери напора на трение;
- рассчитываются потери напора в местных сопротивлениях;
- находятся суммарные потери на участке в одной линии;
- определяются потери напора по двум трубопроводам на участке по формуле;
- выполняется проверка на конец цикла по гидравлическому расчету участков тепловой сети.

После выполнения этого цикла на каждом участке сети становятся известными поправочный коэффициент β , расчетные значения удельных потерь R , потери напора на участке (линейные, местные, суммарные на одном трубопроводе, то же для двух трубопроводов). Далее в процедуре организуется еще один цикл для расчета на каждом участке следующих величин:

- потерь напора от источника нарастающим итогом;
- располагаемого напора в конце участка.

Вспомогательная процедура *CALCKPOPR* служит для идентификации индексов массива стандартных диаметров d_i^{CT} и массива $k_э(i)$ по исходным для

данного участка значениям d_i и $k_{э(i)}$. Далее индексы используются для считывания значения коэффициента из матрицы поправочных коэффициентов.

Блок вывода результатов в табличном виде состоит из операторов вывода в формате.

Порядок формирования файла с исходными данными рассмотрим на примере расчетной схемы водяной сети. Количество и порядок следования исходных данных должны строго соответствовать операторам ввода данных в программе для ЭВМ. В процессе подготовки файла с исходными данными следует уделять особое внимание контролю размерности величин, входящих в файл.

Файл содержит данные трех типов:

- числовые значения целого типа (количество и номера участков тепловой сети, количество предыдущих участков, наличие элеваторов у потребителей, присоединенных к конечным участкам);

- числовые значения действительного типа (характеристики участка: внутренний диаметр трубопровода, длина, коэффициент эквивалентной шероховатости, сумма коэффициентов местных сопротивлений, расход сетевой воды, падение напора во внутренних системах у потребителей);

- массивы из элементов целого типа (номера предыдущих участков).

Ниже построчно приводится структура файла.

1-я строка :

$m[1,1]$ - количество участков тепловой сети.

2-я строка:

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

$m[2,2]$ - вязкость сетевой воды, м²/с;

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

$m[4-6,2]$ - температуры сетевой воды соответственно в подающей, обратной линиях и во внутренней системе теплопотребителя, °С.

3-я строка:

Задается исходная информация для 1-го участка.

$m[1,3]$ - номер участка;

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

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

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

$m[5,3]$ - длина участка, м;

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

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

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

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

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

4-я – 58-я

строки содержат информацию о характеристиках участков №№ 2-54. Порядок их формирования аналогичен структуре 3-й строки.

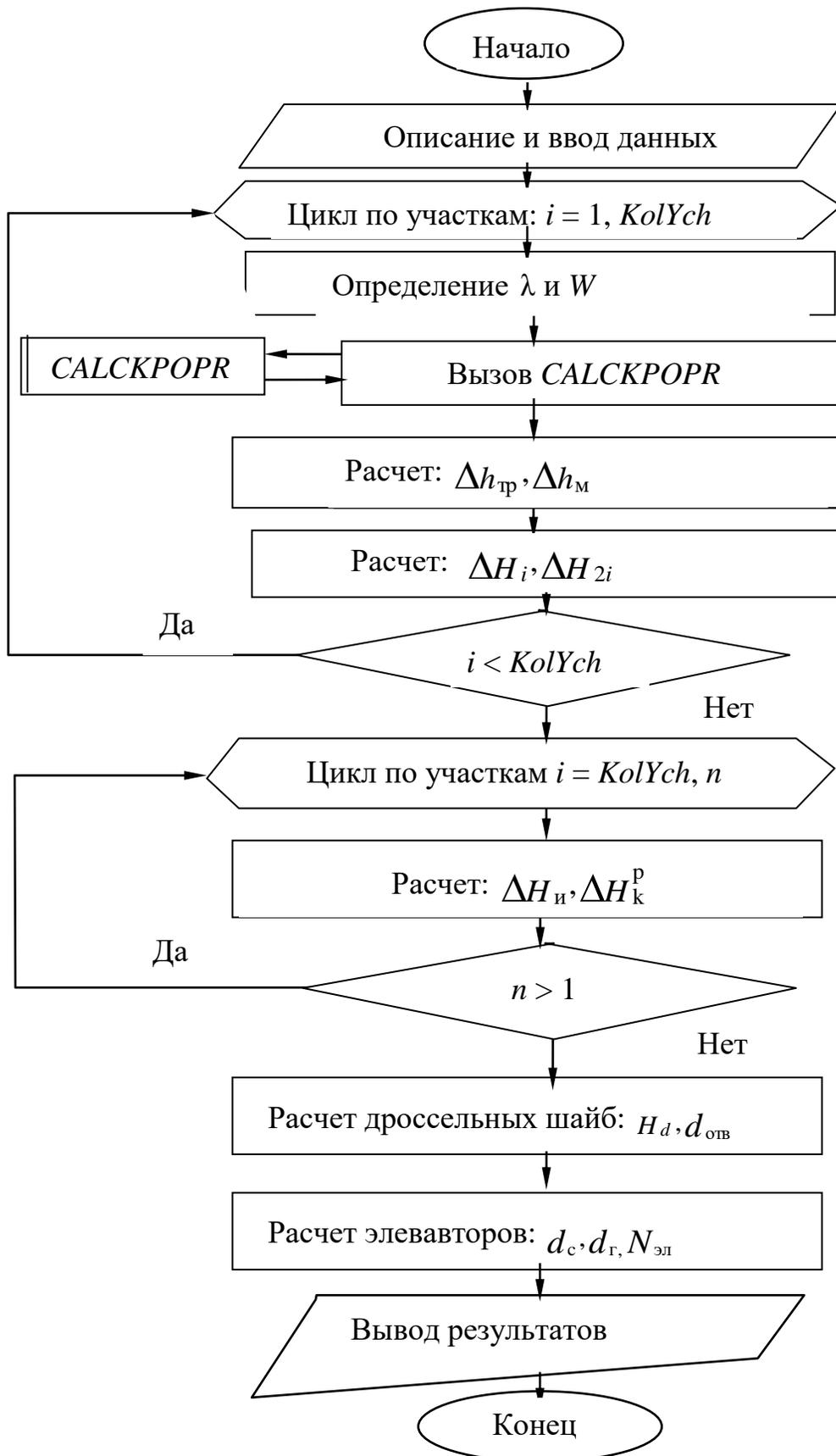


Рисунок 3.1 Блок схема расчетного модуля

Для определения поправочных коэффициентов на коэффициент эквивалентной шероховатости целесообразно организовать второй файл, содержащий массив табличных значений K_s ($Stk[i]$, где $i - 1, n$), массив стандартных внутренних диаметров ($Std[i]$, $j - 1, m$) и матрицу поправочных коэффициентов размером $[n \times m]$.

Ниже приводится файл с исходными данными. После организации файла на жестком диске запускается программа Gidtset.exe. В процессе выполнения программы создается выходной файл с результатами в табличном виде.

Файл с исходными данными:

```

58
970 0.357e-6 20 95 70 80
1 0 0 0.05 10.0 0.7 1.0 7.77 0 0
2 0 0 0.032 30.0 0.7 1.5 2.27 0 0
3 2 1 2 0.07 30.0 0.7 2.0 10.04 0 0
4 0 0 0.032 30.0 0.7 1.5 2.17 0 0
5 2 3 4 0.07 20.0 0.7 2.0 12.21 0 0
6 0 0 0.032 10.0 0.7 1.0 2.73 0 0
7 2 5 6 0.07 40.0 0.7 2.0 14.94 0 0
8 0 0 0.032 10.0 0.7 1.0 1.72 0 0
9 0 0 0.032 10.0 0.7 1.0 1.72 0 0
10 3 7 8 9 0.08 60.0 0.7 2.0 18.38 0 0
11 0 0 0.032 38.0 0.7 2.1 1.15 0 0
12 0 0 0.032 5.0 0.7 1.0 1.29 0 0
13 2 11 12 0.032 45.0 0.7 1.5 2.44 0 0
14 0 0 0.05 5.0 0.7 1.0 6.98 0 0
15 2 13 14 0.07 25.0 0.7 1.5 9.42 0 0
16 10 15 0.1 60.0 0.7 1.5 27.7 0 0
17 0 0 0.032 33.0 0.7 1.5 2.03 0 0
18 0 0 0.04 18.0 0.7 1.5 4.17 0 0
19 2 17 18 0.05 27.0 0.7 2.0 6.20 0 0
20 0 0 0.032 5.0 0.7 1.0 2.03 0 0
21 2 19 20 0.05 70.0 0.7 2.5 8.23 0 0
22 0 0 0.032 20.0 0.7 1.5 2.03 0 0

```

23	2	21	22	0.07	35.0	0.7	2.0	10.26	0	0	
24	0	0		0.04	10.0	0.7	1.0	4.02	0	0	
25	0	0		0.032	5.0	0.7	1.0	2.10	0	0	
26	24	25		0.05	20.0	0.7	2.0	6.12	0	0	
27	2	23	26	0.08	70.0	0.7	1.5	16.38	0	0	
28	2	16	27	0.125	10.0	0.7	2.0	44.08	0	0	
29	0	0		0.032	20.0	0.7	1.5	1.73	0	0	
30	0	0		0.032	10.0	0.7	1.0	1.64	0	0	
31	3	28	29	30	0.125	50.0	0.7	2.0	47.5	0	0
32	0	0		0.032	5.0	0.7	1.0	1.93	0	0	
33	0	0		0.032	10.0	0.7	1.0	1.72	0	0	
34	3	31	32	33	0.15	65.0	0.7	2.0	51.1	0	0
35	0	0		0.04	4.0	0.7	1.0	4.21	0	0	
36	2	34	35		0.15	27.0	0.7	1.5	55.31	0	0
37	0	0		0.032	5.0	0.7	1.0	1.57	0	0	
38	0	0		0.032	5.0	0.7	1.0	1.68	0	0	
39	2	37	38		0.032	79.0	0.7	2.5	3.25	0	0
40	0	0		0.032	10.0	0.7	1.0	1.64	0	0	
41	0	0		0.032	5.0	0.7	1.0	1.51	0	0	
42	3	39	40	41	0.05	44.0	0.7	2.5	6.40	0	0
43	0	0		0.032	33.0	0.7	2.3	1.32	0	0	
44	2	42	43		0.05	53.0	0.7	2.1	7.72	0	0
45	2	36	44		0.15	32.0	0.7	1.5	63.03	0	0
46	0	0		0.032	60.0	0.7	1.0	2.21	0	0	
47	0	0		0.032	10.0	0.7	1.5	2.25	0	0	
48	2	46	47		0.04	79.0	0.7	2.0	4.46	0	0
49	0	0		0.032	60.0	0.7	1.0	2.59	0	0	
50	2	48	49		0.05	90.0	0.7	2.5	7.05	0	0
51	0	0		0.032	15.0	0.7	1.0	2.11	0	0	
52	2	50	51		0.07	40.0	0.7	2.0	9.16	0	0
53	0	0		0.032	17.0	0.7	1.5	2.16	0	0	
54	2	52	53		0.07	66.5	0.7	2.5	11.32	0	0
55	0	0		0.05	88.0	0.7	2.0	6.37	0	0	
56	0	0		0.032	22.0	0.7	1.5	2.12	0	0	
57	2	55	56		0.05	22.0	0.7	2.0	8.49	0	0
58	3	44	54	57	0.2	3.0	0.7	2.0	82.84	0	0

Результаты расчета выводятся в выходной файл (таблицы. 3.1, 3.2). В таблице 3.1 приводятся основные геометрические характеристики, расход и скорость воды на участках. В таблице 3.2 выводятся потери напора на участках нарастающим итогом от источника теплоснабжения, располагаемые потери напора в конце участков.

Таблица 3.1 Исходные данные

N уч-ка	Диаметр d _y м	Длина L м	Сум. коэф. местн.сопр. -	Расход воды G _{св} т/ч	Скорость w м/с
1	0.050	10.0	1.0	7.770	1.133
2	0.032	30.0	1.5	2.270	0.808
3	0.070	30.0	2.0	10.040	0.747
4	0.032	30.0	1.5	2.170	0.773
5	0.070	20.0	2.0	12.210	0.909
6	0.032	10.0	1.0	2.730	0.972
7	0.070	40.0	2.0	14.940	1.112
8	0.032	10.0	1.0	1.720	0.612
9	0.032	10.0	1.0	1.720	0.612
10	0.080	60.0	2.0	18.380	1.047
11	0.032	38.0	2.1	1.150	0.409
12	0.032	5.0	1.0	1.290	0.459
13	0.032	45.0	1.5	2.440	0.869
14	0.050	5.0	1.0	6.980	1.018
15	0.070	25.0	1.5	9.420	0.701
16	0.100	60.0	1.5	27.700	1.010
17	0.032	33.0	1.5	2.030	0.723
18	0.040	18.0	1.5	4.170	0.950
19	0.050	27.0	2.0	6.200	0.904
20	0.032	5.0	1.0	2.030	0.723
21	0.050	70.0	2.5	8.230	1.200
22	0.032	20.0	1.5	2.030	0.723
23	0.070	35.0	2.0	10.260	0.763
24	0.040	10.0	1.0	4.020	0.916
25	0.032	5.0	1.0	2.100	0.748

26	0.050	20.0	2.0	6.120	0.893
27	0.080	70.0	1.5	16.380	0.933
28	0.125	10.0	2.0	44.080	1.029
29	0.070	10.0	1.0	1.640	0.122
30	0.032	20.0	1.5	1.730	0.616
31	0.125	50.0	2.0	47.450	1.107
32	0.032	5.0	1.0	1.930	0.687
33	0.032	10.0	1.0	1.720	0.612
34	0.150	65.0	2.0	51.100	0.828
35	0.040	4.0	1.0	4.210	0.959
36	0.150	27.0	1.5	55.310	0.896
37	0.032	5.0	1.0	1.570	0.559
38	0.032	5.0	1.0	1.680	0.598
39	0.032	79.0	2.5	3.250	1.157
40	0.032	10.0	1.0	1.640	0.584
41	0.032	5.0	1.0	1.510	0.538
42	0.050	44.0	2.5	6.400	0.933
43	0.032	33.0	2.3	1.320	0.470
44	0.050	53.0	2.1	7.720	1.126
45	0.032	60.0	1.0	2.210	0.787
46	0.032	10.0	1.5	2.250	0.801
47	0.040	79.0	2.0	4.460	1.016
48	0.032	60.0	1.0	2.590	0.922
49	0.050	90.0	2.5	7.050	1.028
50	0.032	15.0	1.0	2.110	0.751
51	0.070	40.0	2.0	14.940	1.112
52	0.032	17.0	1.5	2.160	0.769
53	0.070	66.5	2.5	11.320	0.842
54	0.050	88.0	2.0	6.370	0.929
55	0.032	22.0	1.5	2.120	0.755
56	0.050	22.0	2.0	8.490	1.238
57	0.150	32.0	1.5	63.030	1.021
58	0.200	3.0	2.0	82.840	0.755

Таблица 3.2 Результаты гидравлического расчета

N уч-ка	Поправ. коэф-т	Расч. знач. уд. потерь	Потери напора на				dH от ист-ка	dH расп. в конце уч-ка
			dHл	dHм	dHс	dH2с		
i	b	Rл	дНл	дНм	дНс	дН2с	дНи	дNi
-	-	мм/м	м	м	м	м	м	м
1	1.12	53.84	0.538	0.064	0.602	1.204	9.531	10.469
2	1.14	48.71	1.461	0.048	1.510	3.019	11.347	8.653
3	1.12	15.37	0.461	0.055	0.516	1.032	8.327	11.673
4	1.14	44.51	1.335	0.044	1.380	2.759	10.054	9.946
5	1.12	22.73	0.455	0.082	0.536	1.072	7.295	12.705
6	1.14	70.45	0.704	0.047	0.751	1.502	7.725	12.275
7	1.12	34.03	1.361	0.122	1.483	2.967	6.222	13.778
8	1.14	27.96	0.280	0.019	0.298	0.596	3.852	16.148
9	1.14	27.96	0.280	0.019	0.298	0.596	3.852	16.148
10	1.11	25.32	1.519	0.108	1.628	3.255	3.255	16.745
11	1.14	12.50	0.475	0.017	0.492	0.985	6.911	13.089
12	1.14	15.73	0.079	0.010	0.089	0.178	6.104	13.896
13	1.14	56.28	2.532	0.056	2.588	5.177	5.926	14.074
14	1.12	43.45	0.217	0.051	0.269	0.537	1.286	18.714
15	1.12	13.53	0.338	0.036	0.375	0.749	0.749	19.251
16	1.11	17.82	1.069	0.076	1.145	2.290	7.251	12.749
17	1.14	38.95	1.285	0.039	1.324	2.648	17.658	2.342
18	1.13	50.49	0.909	0.067	0.976	1.952	16.962	3.038
19	1.12	34.28	0.926	0.081	1.007	2.013	15.010	4.990
20	1.14	38.95	0.195	0.026	0.221	0.441	13.438	6.562
21	1.12	60.41	4.229	0.178	4.407	8.814	12.997	7.003
22	1.14	38.95	0.779	0.039	0.818	1.636	5.819	14.181
23	1.12	16.05	0.562	0.058	0.619	1.239	4.183	15.817
24	1.13	46.92	0.469	0.042	0.511	1.022	5.460	14.540
25	1.14	41.69	0.208	0.028	0.236	0.472	4.911	15.089
26	1.12	33.40	0.668	0.079	0.747	1.494	4.438	15.562
27	1.11	20.11	1.408	0.065	1.472	2.945	2.945	17.055
28	1.10	13.86	0.139	0.105	0.243	0.487	4.961	15.039
29	1.12	0.44	0.004	0.001	0.005	0.010	4.485	15.515

30	1.14	28.29	0.566	0.028	0.594	1.188	5.663	14.337
31	1.10	16.06	0.803	0.121	0.924	1.849	4.475	15.525
32	1.14	35.21	0.176	0.023	0.199	0.399	3.025	16.975
33	1.14	27.96	0.280	0.019	0.298	0.596	3.223	16.777
34	1.10	7.15	0.465	0.068	0.533	1.065	2.626	17.374
35	1.13	51.46	0.206	0.046	0.251	0.503	2.063	17.937
36	1.10	8.38	0.226	0.060	0.286	0.572	1.561	18.439
37	1.14	23.30	0.116	0.015	0.132	0.264	14.302	5.698
38	1.14	26.68	0.133	0.018	0.151	0.302	14.264	5.736
39	1.14	99.84	7.887	0.166	8.053	16.106	14.566	5.434
40	1.14	25.42	0.254	0.017	0.271	0.542	9.870	10.130
41	1.14	21.55	0.108	0.014	0.122	0.244	9.572	10.428
42	1.12	36.53	1.607	0.108	1.715	3.430	9.328	10.672
43	1.14	16.47	0.544	0.025	0.569	1.137	7.035	12.965
44	1.12	53.15	2.817	0.132	2.949	5.898	5.898	14.102
45	1.14	46.17	2.770	0.031	2.801	5.601	11.087	8.913
46	1.14	47.85	0.479	0.048	0.526	1.052	15.636	4.364
47	1.13	57.76	4.563	0.102	4.665	9.330	16.689	3.311
48	1.14	63.41	3.804	0.042	3.847	7.693	18.326	1.674
49	1.12	44.33	3.990	0.131	4.120	8.241	13.981	6.019
50	1.14	42.08	0.631	0.028	0.659	1.318	7.059	12.941
51	1.12	34.03	1.361	0.122	1.483	2.967	5.740	14.260
52	1.14	44.10	0.750	0.044	0.794	1.587	4.361	15.639
53	1.12	19.54	1.299	0.088	1.387	2.774	2.774	17.226
54	1.12	36.19	3.185	0.085	3.270	6.540	9.672	10.328
55	1.14	42.48	0.935	0.042	0.977	1.954	5.086	14.914
56	1.12	64.29	1.414	0.152	1.566	3.132	3.132	16.868
57	1.10	10.88	0.348	0.077	0.426	0.851	0.989	19.011
58	1.10	4.15	0.012	0.056	0.069	0.138	0.138	19.862

3.5 Гидравлический расчет системы ГВС

Расчет производится в следующем порядке [1, с. 256]:

3.5.1 Определяется расход сетевой воды на горячее водоснабжение

на горячее водоснабжение в закрытых системах теплоснабжения:

средний, при параллельной схеме присоединения водоподогревателей:

$$G_{hm} = \frac{3,6Q_{hm}}{c(\tau'_1 - \tau'_3)}; \quad (3.16)$$

максимальный -

$$G_{hmax} = \frac{3,6Q_{hmax}}{c(\tau'_1 - \tau'_3)}; \quad (3.17)$$

средний, при двухступенчатых схемах присоединения водоподогревателей:

$$G_{hm} = \frac{3,6Q_{hm}}{c(\tau_1 - \tau_2)} \left(\frac{55 - t'}{55 - t_c} + 0,2 \right); \quad (3.18)$$

максимальный, при двухступенчатых схемах присоединения подогревателей:

$$G_{hmax} = \frac{3,6 \cdot 0,55Q_{hmax}}{c(\tau'_1 - \tau'_2)}; \quad (3.18)$$

3.5.2 По принятой скорости движения $W=1$ м/с и расчетному расходу сетевой воды по таблице 9,6 [3] подбираем условные диаметры труб и удельные линейные потери давления.

3.5.3 Уточняем скорость движения теплоносителя из уравнения неразрывности потока:

$$G = \frac{\pi d^2}{4} \cdot \rho \cdot \omega, \text{ кг/с}, \quad (3.19)$$

где: G – расчетный расход сетевой воды, кг/с;
 F – площадь поперечного сечения трубы, m^2 ;
 ρ – средняя плотность сетевой воды, kg/m^3 ;
 ω – принятая скорость движения теплоносителя, м/с.
 d – внутренний диаметр трубы, м.

Отсюда скорость движения сетевой воды находится:

$$\omega = \frac{4G}{\pi d^2 \rho}, \text{ м/с.} \quad (3.20)$$

3.5.4 Общие потери давления на участке трубопровода складываются из потерь, обусловленных наличием трения при движении теплоносителя о стенки трубы, и потерь, обусловленных наличием на участке ряда местных сопротивлений (задвижки, повороты трубы, тройники и т.д.).

$$\Delta p = Rl + Z = Rl + \sum \xi \frac{\omega^2 \rho}{2}, \text{ Па,} \quad (3.21)$$

где:

R – удельные линейные потери давления на участке трубопровода, Па/м;

l – длина участка, м;

$\sum \xi$ – сумма коэффициентов местных сопротивлений, установленных на участке;

ξ – безразмерная величина, зависящая от характера сопротивления;

ρ – средняя плотность сетевой воды, кг/м³;

3.6 Пример гидравлического расчета системы ГВС участка тепловой сети №44 (рисунок)

3.6.1 Расчетный расход сетевой воды:

$$\omega = \frac{3.6 \cdot Q_{\text{звс}}}{c(\tau_1' - \tau_3')} = \frac{3.6 \cdot 390000000}{4187 \cdot (55 - 30)} = 4.89 \text{ т/ч.}$$

3.6.2 По таблице 9.6 [2] при принятой скорости движения теплоносителя $\omega=1$ м/с и расчетном расходе воды находим: диаметр условного прохода трубы $d=0.08$ м и удельные линейные потери давления на участке $R=14.2$ Па/м.

3.6.3 Уточняем скорость движения теплоносителя:

$$\omega = \frac{4G}{\pi d^2 \rho} = \frac{4 \cdot 4.89}{3.14 \cdot 0.08^2 \cdot 990 \cdot 3.6} = 0.98 \text{ м/с.}$$

3.6.4 Общие потери давления на участке трубопровода:

$$\Delta p = Rl + Z = Rl + \sum \xi \frac{\omega^2 \rho}{2} = 14.2 \cdot 3 + 2 \cdot \frac{0.98^2 \cdot 995}{2} = 1001.6 \text{ Па}$$

или $\Delta P_{\text{уч}} = 0,1 \text{ м в.ст.}$

Аналогично проводим гидравлический расчет остальных участков тепловой сети. Весь расчет сводим в таблицу.

Таблица 3.3 Результаты гидравлического расчета системы ГВС

Результаты гидравлического расчета системы ГВС

№ уч-ка	Расход сетевой воды, т/ч	Длина уч-ка, м	D _y , м	R, Па/м	Сумма коэф. Местных сопр.	W, м/с	R*L, Па	Z, Па	R*L+Z, Па	H, м.в.ст.
1	0,3	97	0,032	7,15	1,5	0,38	693,6	106,0516	799,6	0,08
2	0,081	10	0,025	5,16	1	0,17	51,6	13,835453	65,4	0,007
3	0,191	10	0,032	5,81	1	0,24	58,1	28,658285	86,8	0,009
4	0,572	60	0,04	9,46	2	0,46	567,6	210,55496	778,2	0,079
5	0,111	38	0,025	5,13	2,1	0,23	194,94	54,561789	249,5	0,025
6	0,092	5	0,025	5,17	1	0,19	25,85	17,848388	43,7	0,004
7	0,203	45	0,032	6,04	1,5	0,26	271,8	48,558672	320,4	0,032
8	0,764	5	0,04	17,6	1	0,61	88	187,81494	275,8	0,028
9	0,967	25	0,04	26,3	1,5	0,78	657,5	451,32316	1108,8	0,112
10	1,539	60	0,05	16,1	1,5	0,79	966	468,24361	1434,2	0,145
11	0,11	33	0,025	5,18	1,5	0,23	170,94	38,273658	209,2	0,021
12	0,2	18	0,032	5,88	1,5	0,25	105,84	47,134046	153,0	0,015
13	0,32	95	0,032	8,55	2	0,40	812,3	160,88421	973,2	0,099

14	0,091	20	0,025	4,89	1,5	0,19	97,8	26,193733	124,0	0,013
15	0,411	35	0,032	12,5	2	0,52	437,5	265,39767	702,9	0,071
16	0,2	10	0,032	5,88	1	0,25	58,8	31,422697	90,2	0,009
17	0,05	5	0,025	4,51	1	0,10	22,55	5,2718538	27,8	0,003
18	0,25	20	0,032	5,26	2	0,31	105,2	98,195929	203,4	0,021
19	0,611	70	0,04	10,53	1,5	0,49	737,1	180,18436	917,3	0,093
20	2,2	60	0,05	32,6	2	1,13	1956	1275,7886	3231,8	0,33
21	0,1	10	0,032	8,52	1	0,13	85,2	7,8556743	93,1	0,009
22	2,3	65	0,05	36,8	2	1,18	2392	1394,4053	3786,4	0,383
23	0,44	4	0,04	5,83	1	0,35	23,32	62,294366	85,6	0,009
24	2,74	27	0,05	56,4	1,5	1,41	1522,8	1484,2114	3007,0	0,304
25	0,14	5	0,025	7,94	1	0,29	39,7	41,331334	81,0	0,008
26	0,07	5	0,025	5,88	1	0,14	29,4	10,332833	39,7	0,004
27	0,21	79	0,025	11,3	2,5	0,43	892,7	232,48875	1125,2	0,114
28	0,1	10	0,032	8,52	1	0,13	85,2	7,8556743	93,1	0,009
29	0,1	5	0,032	8,52	1	0,13	42,6	7,8556743	50,5	0,005
30	0,41	97	0,032	12,8	2,5	0,52	1241,6	330,13471	1571,8	0,16
31	3,15	32	0,065	13,2	1,5	0,96	422,4	686,81903	1109,2	0,112
32	0,22	60	0,032	5,11	1	0,28	306,6	38,021464	344,6	0,035
33	0,22	10	0,032	5,11	1,5	0,28	51,1	57,032195	108,1	0,011
34	0,44	79	0,04	5,88	2	0,35	464,52	124,58873	589,1	0,060
35	0,2	60	0,032	5,88	1	0,25	352,8	31,422697	384,2	0,039
36	0,64	90	0,04	11,9	2,5	0,51	1071	329,49086	1400,5	0,142
37	0,15	15	0,025	7,81	1	0,31	117,15	47,446684	164,6	0,017
38	0,79	40	0,04	17,6	2	0,64	704	401,63134	1105,6	0,112
39	0,2	17	0,032	5,88	1,5	0,25	99,96	47,134046	147,1	0,015
40	0,99	66,5	0,04	28,3	2,5	0,80	1881,95	788,41307	2670,4	0,270
41	0,643	88	0,04	11,9	2	0,52	1047,2	266,06966	1313,3	0,133
42	0,1	22	0,032	8,52	1,5	0,13	187,44	11,783511	199,2	0,020
43	0,743	22	0,04	15,8	2	0,60	347,6	355,26387	702,9	0,071
44	4,883	3	0,08	14,2	2	0,98	42,6	959,01827	1001,6	0,101

3.7 Построение пьезометрического графика и подбор насосов [1, с. 84].

При проектировании и эксплуатации тепловых сетей широко используется пьезометрический график, на котором в конкретном масштабе нанесены рельеф местности, высота присоединенных зданий, напор в сети; по нему легко определить напор (давление) и располагаемый напор (перепад давлений) в

любой точке сети и абонентских системах. 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.

$$\Delta H_{тэц} = \Delta H_{сн} - \Delta H_{тпу}, \text{ м в.ст.} \quad (3.22)$$

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 №№ 2, 3, 5, 7, 10, 16, 28, 31, 34, 36, 57, 58.

За горизонтальную плоскость отсчёта напоров принят уровень 1 – 1 имеющий горизонтальную отметку 0; $H_{п1}$, $H_{п12}$ – график напоров подающей

линии сети; H_{o1} , H_{o12} – график напоров обратной линии сети; H_{o1} – полный напор в обратном коллекторе источника теплоснабжения $H_{сн}$ – напор развиваемый сетевым насосом; $H_{ст}$ – полный напор развиваемый подпиточным насосом; H_k – полный напор в точке К на нагнетательном патрубке насоса;

δH_T – потеря напора сетевой воды в теплоподготовительной установке; $H_{п1}$ – полный напор в подающем коллекторе источника теплоснабжения; ($H_{п1} = H_k - \delta H_T$). Располагаемый напор на коллекторах котельной $H_{12} = H_{п1} - H_{o1}$. Напор в любой точке тепловой сети, например в т.2, обозначается следующим образом: $H_{п2}$ – полный напор в т.2 подающей линии; H_{o2} – полный напор в т.2 обратной линии сети.

Располагаемый напор в тепловой сети в узле присоединения абонента:

$$H_{12} = H_{п12} - H_{o12}, \quad (3.23)$$

где: $H_{п12}$ и H_{o12} – полный напор в подающей и обратной линии сети в т.12.

Потеря напора в подающей линии тепловой сети на участке между источником теплоснабжения и абонентом:

$$\delta H_{п1-12} = H_{п1} - H_{п12}. \quad (3.24)$$

Потеря напора в обратной линии на этом участке тепловой сети:

$$\delta H_{o1-12} = H_{o12} - H_{o1}. \quad (3.25)$$

При работе сетевого насоса напор $H_{ст}$, развиваемый подпиточным насосом, дросселируется регулятором давления до H_{o1} .

При остановке сетевого насоса в тепловой сети устанавливается статический напор $H_{ст}$, развиваемый подпиточным насосом.

Произведем подбор сетевых и подпиточных насосов на систему отопления.

Полный напор на нагнетательном патрубке сетевого насоса:

$$H_k = H_{вс} + \delta H_{п1-12} + \delta H_{o1-12} + H_{12} + \delta H_T, \text{ м. в. ст.} \quad (3.26)$$

где H_{12} – располагаемый напор в узле ввода абонентов, ($H_{12} = 15$ м. в. ст.) по рекомендации [4].

δH_T – потери напора в теплоподготовительной установке, ($H_{тп} = 20$ м. в. ст. – из паспорта котла КВ-1.44)

$$H_k = 15 + 9.3 + 15 + 9.3 + 20 = 68.6 \text{ м. в. ст.}$$

Подбираем сетевой насос типа СЭ-1250-70-11 с характеристиками
Подача $V=1250 \text{ м}^3/\text{час}$, напор $H=70 \text{ м. в. ст.}$, допустимый кавитационный запас –
7,5м, частота вращения двигателя – 1500 об/мин, максимальная температура
воды – 180 °С, мощность двигателя – 260 КВт, КПД – 82%.

Напор развиваемый подпиточным насосом:

$$H_{ст} = H_{вс} + bH_{о_{1-12}} + H_{12} / 2 = 15 + 9,3 + 15/2 = 31,8 \text{ м. в. ст.}$$

Подбираем подпиточный насос типа К90/35 с характеристиками:

Подача $V=90 \text{ м}^3/\text{час}$, напор $H=35 \text{ м. в. ст.}$, допустимый кавитационный запас
– 4,5м, частота вращения двигателя – 2900 об/мин, мощность двигателя – 6,5
КВт, КПД – 78%.

4 Выбор регулирования отпуска тепла в тепловые сети. Построение графика температур.

В любой системе централизованного теплоснабжения регулирование отпуска теплоты в зависимости от изменяющейся потребности в ней присоединенных систем теплоиспользования осуществляется, по меньшей мере как двухступенчатое. Первой ступенью является регулирование отпуска теплоты от теплоисточника в его тепловые сети. Такое регулирование называется центральным; им определяется график изменения температур, а иногда и расходов воды в подающих трубопроводах тепловых сетей. Вместе с тем наряду с центральным необходимо регулирование отпуска тепла из сетей в различные системы теплоиспользования присоединенных зданий. Такое регулирование называется местным и осуществляется на местных тепловых пунктах (МТП) зданий. В соответствии со способами местного регулирования определяются расходы сетевой воды при ее заданных температурах в подающих трубопроводах, необходимые для отпуска количеств теплоты, требуемых системами теплоиспользования каждого здания, а затем по группам зданий, снабжаемых теплотой через рассматриваемый участок тепловых сетей, получают необходимые при данном режиме расходы воды в подающих трубопроводах соответствующих участков. Тот режим, при котором эти расходы оказываются максимальными в годовом разрезе, называется расчетным, а получаемые применительно к нему расходы воды по участкам являются исходными для гидравлических расчетов тепловых сетей, в частности при определении диаметров труб по участкам.

При автоматизации абонентских вводов основное применение в городах получило центральное качественное регулирование. Качественная работа отопительных установок жилых и общественных зданий при применении количественного регулирования возможна только при присоединении этих установок к тепловой сети по независимой схеме, т.к. только при этой схеме присоединения в местных отопительных установках может поддерживаться расчетный расход воды независимо от ее расхода из тепловой сети. В данном случае схема присоединения абонентских установок – зависимая, следовательно, применим центральное качественное регулирование.

В зависимости от соотношения нагрузок ГВС и отопления центральное регулирование разнородной нагрузки производится по отопительной, в случае преобладания этой нагрузки, или по совмещенной нагрузке отопления и ГВС.

Так как $Q_{ср\ гвс}/Q_0 < 15\%$, то регулирование будем вести по отопительной нагрузке.

При центральном качественном регулировании отопительной нагрузки расход воды в отопительных системах остается постоянным в течение всего отопительного сезона.

Для построения графика температур при центральном качественном регулировании отопительной нагрузки необходимо определить температуру воды в тепловой сети в зависимости от тепловой нагрузки при постоянном эквиваленте в тепловой сети, т.е. при $W_o=1$.

4.1 Температурный напор в нагревательных системах:

$$\Delta t'_0 = \frac{\tau_2 - \tau_1}{2} - t_{en}, ^\circ C \quad (4.1)$$

где: $t_{вн}=20^{\circ}\text{C}$ – расчетная температура воздуха внутри помещения.

$$\Delta t'_0 = \frac{\tau_2 + \tau_1}{2} - t_{вн} = \frac{95 + 70}{2} - 20 = 62.5^{\circ}\text{C}$$

4.2 Перепад температур сетевой воды:

$$\Delta \tau'_0 = \tau_2 - \tau_1 = 95 - 70 = 25^{\circ}\text{C} \quad (4.2)$$

4.3 Перепад температур в отопительных приборах:

$$\theta' = \tau_3 - \tau_1 = 95 - 70 = 25^{\circ}\text{C}, \quad (4.3)$$

где: $\tau_3=\tau_1=95^{\circ}\text{C}$ – расчетная температура перед системой отопления.

4.4 Относительная отопительная нагрузка:

$$\bar{Q}_0^p = \frac{t_{вн} - t_n}{t_{вн} - t_{но}}, ^{\circ}\text{C} \quad (4.4)$$

где: $t_{но}=-40^{\circ}\text{C}$ – расчетная температура воздуха для проектирования отопления;

t_n – текущая температура наружного воздуха, $^{\circ}\text{C}$.

4.5 Температура сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах:

$$\tau'_{01} = t_{вн} + \Delta t'_0 (\bar{Q}_0^p)^{0.8} + \left[\Delta \tau'_0 - \frac{\theta'}{2} \right] \bar{Q}_0^p, ^{\circ}\text{C} \quad (4.5)$$

$$\tau'_{02} = t_{вн} + \Delta t'_0 (\bar{Q}_0^p)^{0.8} + \frac{\theta'}{2} \bar{Q}_0^p, ^{\circ}\text{C} \quad (4.6)$$

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

Таблица 4.1 Зависимость температур сетевой воды и отопительной нагрузки от текущей температуры наружного воздуха

t_n	8	0	-5	-10	-15	-20	-25	-30	-35	-40
t_1	39,75	50,12	56,13	62,15	67,9	73,52	79,03	84,43	89,79	95
t_2	32,65	38,63	41,37	46,89	49,56	52,37	56,32	60,22	65,53	70
Q_o , Гкал/ч	0,4156	0,6857	0,873	1,039	1,205	1,3923	1,5585	1,725	1,9118	2,078
$Q_{относ.}$	0,2	0,33	0,42	0,5	0,58	0,67	0,75	0,83	0,92	1

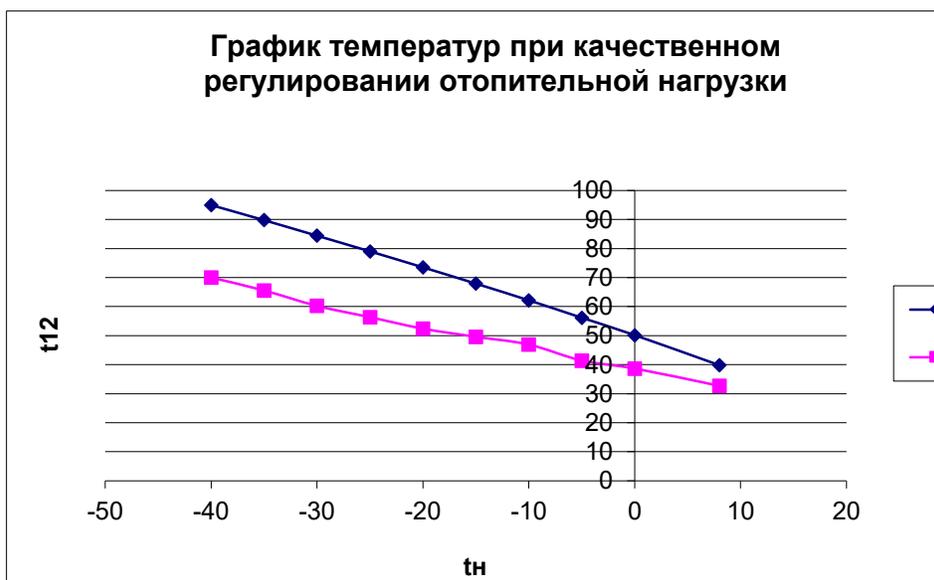


Рисунок 4.1

Зависимость отопительной нагрузки от температуры наружного воздуха

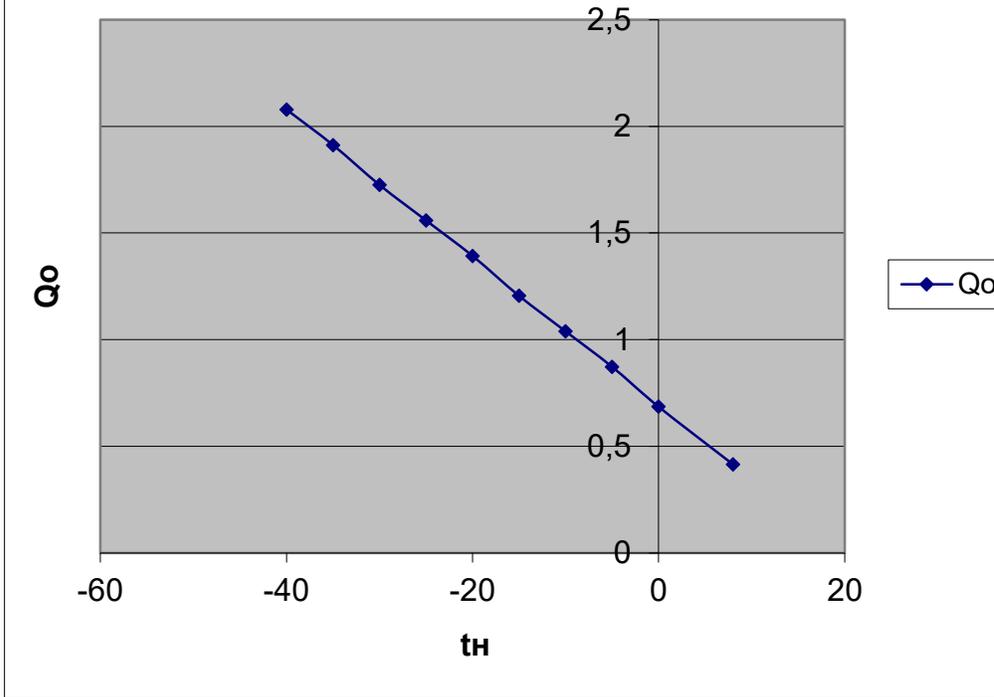


Рисунок 4.2

Расчёт и выбор теплообменника

Теплообменный аппарат – это устройство, в котором осуществляется передача теплоты от горячего теплоносителя к холодной (нагреваемой) среде. Теплообмен идет через твердую стенку, разделяющую две среды. Теплоносителями могут быть жидкости, пары, газы. В зависимости от назначения теплообменные аппараты используют как нагреватели и как охладители. Пластины, стянутые в пакет, обеспечивают взаимную опору в точках контактов, что позволяет сравнительно тонким пластинам стабильно работать при большом давлении. Пластины могут быть изготовлены в термически жестком или мягком вариантах, что дает возможность, комбинируя варианты, наиболее точно подобрать теплообменник, соответствующий технологическому процессу.

Уплотнительные прокладки спроектированы таким образом, что обеспечивают двойное уплотнение между отверстиями. Это предохраняет жидкости от смешивания.

В конце 90-х годов, в процессе внедрения в теплоэнергетике новых технологий и оборудования, все большее применение находят разборные пластинчатые теплообменники (ПТО), обладающие:

- Высокой надежностью;
- Низкими монтажными и эксплуатационными затратами;
- Длительным сроком эксплуатации (до 25 лет);
- Гибкостью к изменению параметров систем тепло- и водоснабжения.

В системах теплоснабжения, в основном, ПТО используются для развязки систем отопления и снабжения параметров теплоносителя на втором контуре отопления (давления и температуры). В системах ГВС применение теплообменников позволяет нагревать холодную воду за счет отбора тепла от теплоносителя.

В данном проекте пластинчатый теплообменник ставится на контур ГВС.

Расчет пластинчатого теплообменника производится в следующем порядке [10]:

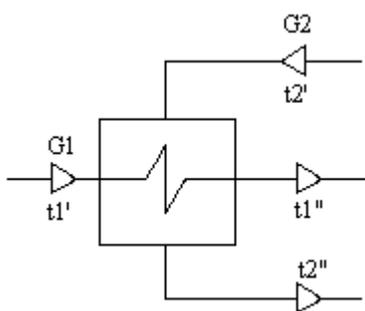
5.1 Тепловая нагрузка аппарата:

$$Q_T = Q_{ГВС}, \text{ Вт}, \quad (5.1)$$

где $Q_{ГВС} = 0,38 \text{ МВт}$ – максимальная нагрузка котельной на ГВС, Вт.

5.2 Расход сетевой (нагреваемой) воды через теплообменник (из уравнения теплового баланса):

$$G_1 = \frac{3,6Q_{звс}}{c(\tau_1' - \tau_3')}, \text{ кг/ч}, \quad (5.2)$$



где $c = 4,19 \text{ кДж/(кг} \cdot \text{°C)}$ – удельная теплоёмкость воды

τ_1' – температура воды на входе в теплообменник (55 °C);

τ_3' – температура воды на выходе из теплообменника (30 °C);

Рисунок 5.1

$$G_1 = \frac{3,6Q_{звс}}{c(\tau_1' - \tau_3')} = \frac{3,6 * 380}{4,19 * (60 - 50)} = 4,89 \text{ т/ч}.$$

5.3 Уравнение теплового баланса теплообменника:

$$Q_m = G_1 c (\tau_1' - \tau_3') = G_2 c (t_2 - t_1) \quad (5.3)$$

Откуда расход греющей воды через теплообменник :

$$G_2 = G_1 \frac{t_2 - t_1}{(\tau_3' - \tau_1')} = 4,89 \frac{60 - 50}{95 - 70} = 4,89 \text{ т/ч}. \quad (5.4)$$

где τ_2 – температура греющей воды на входе в теплообменник - 95 °С;

τ_1 – температура греющей воды на выходе из теплообменника - 70 °С;

5.4 Расчёт поверхности теплообмена:

$$F = \frac{Q_{zbc}}{k\Delta t_{cp}}; \text{ м}^2, \quad (5.5)$$

где: k – коэффициент теплопередачи принимаем равным 700 Вт / (м² * °С)

Δt_{cp} – средний температурный напор, °С;

$$\Delta t_{cp} = \frac{\Delta t_b - \Delta t_m}{\ln\left(\frac{\Delta t_b}{\Delta t_m}\right)} = \frac{(95 - 70) - (60 - 50)}{\ln\left(\frac{95 - 70}{60 - 50}\right)} = 16.4 \text{ °С} \quad (5.6)$$

$$F = \frac{Q_{mn}}{k\Delta t_{cp}} = \frac{380000}{700 \cdot 16,4} = 33.1 \text{ м}^2.$$

По [10, таблица 2.13] выбираем пластинчатый теплообменник с параметрами: поверхность теплообмена $F = 40 \text{ м}^2$, число пластин $N = 70$ шт., масса аппарата $M = 1400 \text{ кг}$ при поверхности одной пластины $f = 0.6 \text{ м}^2$, компоновка пластин: Сх: 68 / 68, проходное сечение $S = 0,00425 \text{ м}^2$.

5.5 Проверочный расчёт выбранного теплообменника [10].

5.5.1 Скорость сетевой (греющей) воды:

$$\omega_2 = \frac{G_2}{3.6\rho_{cp}NS} = \frac{1.92}{3.6 \cdot 990 \cdot 0.00425 \cdot 70} = 0.006 \text{ м/с}. \quad (5.7)$$

Где: $\rho_{cp} = 990 \text{ кг/м}^3$ – плотность воды при $t_{cp} = (t_2 + t_1)/2 = (95+70)/2 = 82,5^\circ\text{C}$

5.5.2 Число Ренольдса:

$$Re_2 = \frac{\omega_2 d_{эк} \rho_{cp}}{j} = \frac{0.006 \cdot 0.0083 \cdot 990}{0.00054} = 137.8 > 50 \quad (5.8)$$

где $d_{эк} = 0,0083 \text{ м}$ – эквивалентный диаметр каналов [10, таблица 2.14];

Т. к. $Re > 50$ – режим течения турбулентный.

5.5.3 Коэффициент теплоотдачи:

$$\alpha_2 = 0,135 \frac{d}{d_{эк}} Re^{0.73} Pr_2^{0.43} = 0.135 \frac{0.662}{0.0083} 137.8^{0.73} 2.15^{0.43} = 743,3 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}} \quad (5.9)$$

где: $Pr_2 = 2,15$ – число Прандтля при $t_{cp} = 82,5, ^\circ\text{C}$.

5.5.4 Скорость нагреваемой воды

$$\omega_1 = \frac{G_1}{3.6 \rho_{cp} NS} = \frac{4.89}{3.6 \cdot 993 \cdot 0.00425 \cdot 70} = 0.016 \text{ м/с}, \quad (5.10)$$

где $\rho_{cp} = 993 \text{ кг/м}^3$ – плотность воды при $t_{cp} = (t_1' + t_3') / 2 = (60+50)/2 = 55 ^\circ\text{C}$;

5.5.5 Число Ренольдса:

$$Re_1 = \frac{\omega_1 d_{эк} \rho_{cp}}{j} = \frac{0.016 \cdot 0.0083 \cdot 993}{0.00054} = 369.8 > 50 \quad (5.11)$$

Т. к. $Re > 50$ – режим течения турбулентный.

5.5.6 Коэффициент теплоотдачи:

$$\alpha_1 = 0,135 \frac{d}{d_{эк}} Re^{0.73} Pr_1^{0.43} = 0.135 \frac{0.618}{0.0083} 412.8^{0.73} 2.76^{0.43} = 1263 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}} \quad (5.12)$$

где $Pr_2 = 2,76$ – число Прандтля при $t_{cp} = 55 ^\circ\text{C}$ [4, приложение 8].

5.5.7 Сумма термических сопротивлений гофрированной пластины из нержавеющей стали толщиной 1,0 мм [10, таблица 2.14] и загрязнений составляет:

$$\sum \frac{\delta}{\lambda} = \frac{1}{2900} + \frac{0.001}{17.5} + \frac{1}{2900} = 0.000747 \frac{m^2 \cdot K}{Bm} \quad (5.14)$$

5.5.8 Коэффициент теплопередачи расчётный :

$$k = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \sum \frac{\delta}{\lambda} + \frac{1}{\alpha_2}} = \frac{1}{\frac{1}{743.3} + 0.000747 + \frac{1}{1263}} = 650 \frac{Bm}{m^2 K}. \quad (5.15)$$

5.5.9 Требуемая поверхность теплопередачи:

$$F = \frac{Q_{mn}}{k \Delta t_{cp}} = \frac{380000}{650 \cdot 16,4} = 35.6 m^2. \quad (5.16)$$

Теплообменник общей номинальной поверхностью $F_H = 40 m^2$ подходит с запасом

$$\Delta = \frac{40 - 35.6}{40} \cdot 100\% = 11\% \quad (5.17)$$

5.5.10 Потеря напора в пластинчатом теплообменнике [1, приложение 21]:

$$\Delta H = \xi \frac{L_{np} \omega^2}{d_s 2g} N, \text{ м.в.ст.} \quad (5.18)$$

где: ξ – коэффициент общего гидравлического сопротивления:

$$\xi = \frac{19.3}{Re^{0.25}} \quad (5.19)$$

$$\xi_{cp} = \frac{19,3}{\text{Re}^{0,25}} = \frac{19,3}{137,8^{0,25}} = 5,63$$

$$\xi_{нагр} = \frac{19,3}{\text{Re}^{0,25}} = \frac{19,3}{369,8^{0,25}} = 4,4$$

$L_{пр}$ – приведенная длина канала, м;

ω – скорость теплоносителя, м/с;

$d_э$ – эквивалентный диаметр канала, м;

По [1, приложение 21] для пластин типа 0,6 находим: $L_{пр}=1,01$ м.

5.5.10.1 Потери давления по греющей среде:

$$\Delta H_{cp} = \xi \frac{L_{пр} \omega^2}{d_э 2g} N = 5,63 \frac{1,01 \cdot 0,006^2}{0,008 \cdot 2 \cdot 9,8} 70 = 0,1 \text{ м.в.ст.}$$

5.5.10.2 Потери давления по нагреваемой среде:

$$\Delta H_{нагр} = \xi \frac{L_{пр} \omega^2}{d_э 2g} N = 4,4 \frac{1,01 \cdot 0,016^2}{0,008 \cdot 2 \cdot 9,8} 70 = 0,5 \text{ м.в.ст.}$$

6 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 (приложение ...). 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 6.1 Базовые данные водоочистной гидродинамической установки
«ГДВУ-03»

№ п/п	Модель установки	Выход очищенной воды		Габариты, м			Макс. вес нетто, кг	Потребляе мая мощность, кВт*час	Стоимост ь без НДС, тыс. руб.
		м³/час	м³/сутки	Высота	Длина	Ширина			
1	ГДВУ-03 бытовая	0,1	2,4	0,782	0,865	0,383	80	0,6	23,4
2	ГДВУ-03 в коттедж	0,1	2,4	0,782	0,865	0,383	80	0,6	35,8
3	ГДВУ-03/0,5	0,5	12	1,2	1	0,7	380	0,6	97,6
4	ГДВУ-03/1,5	1,5	36	1,8	1,4	0,8	350	0,8	234,9
5	ГДВУ-03/5	5	120	2,2	1,5	1	900	1,5	435,7
6	ГДВУ-03/10	10	240	2,6	1,8	1,2	1200	3	609,3
7	ГДВУ-03/20	20	480	3	2	1,6	1850	5,5	1112,8
8	ГДВУ-03/50	50	1200	3,2	2,5	2	2200	7,5	1930,7

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

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

6.1 Назначение установки: безреагентная, безфильтровая очистка и обеззараживание воды с последующим применением чистой воды:

1. В пищевой промышленности - выпуск алкогольной продукции, производство газированной, минерализованной воды; хлебобулочное, кондитерское, молочное, мясоперерабатывающее и др. производства.
2. Коттеджи, жилые дома повышенной комфортности – очистка воды в системах питьевого водоснабжения.

3. Очитка воды для бытовых, спортивно-оздоровительных и лечебных целей с возможным замыканием воды по циклу.
4. Для котельных установок и сетей теплоснабжения – водоподготовка по нормам жесткости, рН, окисляемости и др.
5. В нефтеперерабатывающей промышленности – подача очищенной воды на заводнение нефтяных пластов, очистка нефтяных сбросовых вод для их повторного использования.
6. В угледобывающей промышленности – очистка шахтных вод, с возвратом в реализацию угля, содержащегося в шахтных водах.
7. В проектных и строительных организациях – ввод «ГДВУ» в проектируемые и строящиеся дома повысит их комфортность и потребительский спрос.
8. Секции из нескольких установок «ГДВУ» могут очищать любой объем воды.

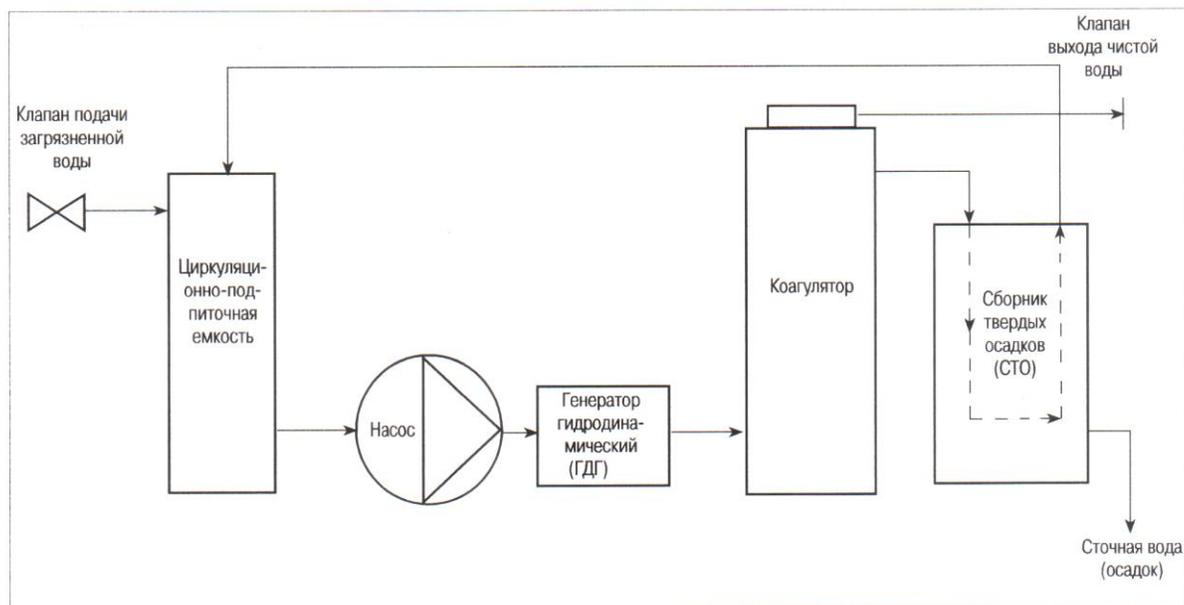


Рисунок 6.1 Схема установки «ГДВУ-03»

6.2 Преимущества установки:

1. Безреагентная очистка воды;
2. Не используются фильтры;
3. Высокая скорость очистки воды;
4. Модульная, мобильная конструкция;
5. Возможность работы в непрерывном режиме;
6. Простота и надежность в эксплуатации;
7. 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;
8. Экономически выгодна.

6.3 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».

6.4 Выбор типа установки «ГДВУ-03»

Максимальный объем подпитки равен:

$$V_{п.макс} = V_{о.макс} + V_{гвс.макс} \quad (6.1)$$

где: $V_{о.макс}$ – объем подпитки системы отопления, принимаем 0,1% от расхода сетевой воды на отопление $V_{о.макс} = 0,001 * 82,3 = 0,082$ т/час.

$V_{гвс.макс}$ – объем подпитки системы ГВС, принимаем равным расходу сетевой воды на ГВС: $V_{гвс.макс} = 4,88$ т/час.

$$V_{п.макс} = 0,082 + 4,88 = 4,96 \text{ т/час.}$$

По полученному значению подбираем установку «ГДВУ-0,3/5» с выходом очищенной воды 5 тонн/час.

7 Тепловой расчёт тепловой сети.

В задачу теплового расчёта входит [1, с. 311]:

- 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.

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

$$q = (T - t_0) / R, \quad (7.1)$$

или

$$R = (T - t_0) / q, \quad (7.2)$$

где q – удельные тепловые потери теплопровода, Вт/м (согласно СНиП 2.04.07–86 принимаем 5% от отопительной нагрузки).

$$q = 0.05 * Q_{от} = 0.05 * 5200 = 260 \text{ кВт}. \quad (7.3)$$

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

t_0 – температура окружающей среды (принимаем расчетную температуру для проектирования отопления $t_0 = -40$ °С);

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

$$R = (95 - (-40)) / 260 = 0,52 \text{ °С/Вт}.$$

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

$$R = R_{в} + R_{тр} + R_{и} + R_{н}, \text{ } ^\circ\text{C}/\text{Вт}. \quad (7.4)$$

где $R_{в}$ – термическое сопротивление внутренней поверхности трубы, $^\circ\text{C}/\text{Вт}$;

$R_{тр}$ - термическое сопротивление стенки трубы, $^\circ\text{C}/\text{Вт}$;

$R_{и}$ - термическое сопротивление слоя изоляции, $^\circ\text{C}/\text{Вт}$;

$R_{н}$ - термическое сопротивление наружной поверхности изоляции, $^\circ\text{C}/\text{Вт}$.

7.2 Термическое сопротивление наружной поверхности.

$$R_{н} = 1 / (n * d * a), \text{ } ^\circ\text{C}/\text{Вт}, \quad (7.5)$$

где $n * d$ – площадь цилиндрической поверхности, м^2 ;

a – коэффициент теплоотдачи от поверхности, $\text{Вт}/(\text{м}^2 * ^\circ\text{C})$.

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

$$a = a_{л} + a_{к}, \text{ } \text{Вт}/(\text{м}^2 * ^\circ\text{C}), \quad (7.6)$$

где $a_{л}$ – коэффициент теплоотдачи излучением, $\text{Вт}/(\text{м}^2 * ^\circ\text{C})$;

$$a_{л} = C \frac{\left(\frac{t + 273}{100}\right)^4 - \left(\frac{t_0 + 273}{100}\right)^4}{(t - t_0)}, \frac{\text{Вт}}{(\text{м}^2 * ^\circ\text{C})} \quad (7.7)$$

где C – коэффициент излучения «серых» тел к которым относят поверхность голых трубопроводов, от 4,4 до 5,0 $\text{Вт} / (\text{м}^2 * ^\circ\text{K}^4)$ [4, с. 122] (примем 4,6 $\text{Вт} / (\text{м}^2 * ^\circ\text{K}^4)$);

t – температура излучающей поверхности (принять равной температуре теплоносителя $95 ^\circ\text{C}$);

t_0 – температура окружающего воздуха ($t = -40 ^\circ\text{C}$);

$$\alpha_{л} = 4,8 \cdot \frac{\left(\frac{95 + 273}{100}\right)^4 - \left(\frac{-40 + 273}{100}\right)^4}{(95 - (-40))} = 5,5 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 * ^\circ\text{C}}$$

a_k – коэффициент теплоотдачи от горизонтальной трубы к воздуху при естественной конвекции по формуле Нуссельта:

$$\alpha_k = 1,66 \sqrt[4]{(t - t_0) / d}, \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{°C}} \quad (7.8)$$

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

$$\alpha_k = 1,66 \cdot \sqrt[4]{\frac{95 - (-40)}{0,2}} = 5,1 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{°C}}$$

тогда,

$$a = a_{\text{л}} + a_k = 5,5 + 5,1 = 10,6 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°C}). \quad (7.9)$$

7.4 Термическое сопротивление наружной поверхности:

$$R_H = \frac{1}{3,14 \cdot 0,2 \cdot 10,6} = 0,15 \frac{\text{°C}}{\text{Вт}}. \quad (7.10)$$

7.5 Критический диаметр изоляции

$$d_{\text{кр}} = \frac{2\lambda}{\alpha}, \text{ м} \quad (7.11)$$

где λ – коэффициент теплопроводности изоляции (минеральная вата $\lambda = 0,05 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{°C})$) [4, приложение 3];

α - коэффициент теплоотдачи от наружной поверхности теплопровода, $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{°C})$.

$$d_{\text{кр}} = \frac{2\lambda}{\alpha} = \frac{2 \cdot 0,05}{10,6} = 0,0094 \text{ м}.$$

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

7.6 Толщина теплоизоляции:

$$\delta = \frac{(t - t_n)\lambda}{q}, \text{ м} \quad (7.12)$$

где t – температура наружной стенки трубы (примем $t = 95 \text{ }^\circ\text{C}$);

t_n – температура наружной стенки изоляции, (по нормам не должна превышать $50 \text{ }^\circ\text{C}$, примем $40 \text{ }^\circ\text{C}$);

q – удельные тепловые потери теплопровода, Вт;

λ – коэффициент теплопроводности изоляции

(для минеральной ваты $\lambda = 0,05$, Вт/(м* $^\circ\text{C}$));

$$\delta = \frac{(t - t_n)\lambda}{q} = \frac{(95 - 40) \cdot 0.05}{260} = 0.06 \text{ м}$$

8 Поверочный расчет газового тракта

Целью поверочного расчета газового тракта является нахождение суммарных потерь давления, проверка правильности подбора дымососов и диаметра дымовой трубы [5].

Суммарная нагрузка котельной - 2,7 МВт, в том числе:

Отопление – 2,41 МВт;

ГВС – 0,39 МВт;

8.1 Суммарные потери давления по газовому тракту:

$$\sum \Delta p = \Delta p_{\text{т}} + \Delta p_{\text{тп}} + \sum \Delta p_{\text{уч}} + \Delta p_{\text{тр}}, \text{ кгс/см}^2; \quad (8.1)$$

где: $\Delta p_{\text{т}}$ – сопротивление топки котлов с уравновешенной тягой, соответствующее разрежению в ней; ($\Delta p_{\text{т}} = 2,5 \text{ кгс/см}^2$)

$\Delta p_{\text{тп}}$ – сопротивление трубного пучка;

$\sum \Delta p_{\text{уч}}$ – сумма потерь на каждом участке газохода;

$\Delta p_{\text{тр}}$ - потери давления в дымовой трубе.

8.2 Определение потерь давления на каждом участке:

$$\Delta p_{\text{уч}} = \left(\frac{\lambda}{d} + \sum \xi \right) \frac{\omega_{\text{сп}} \rho_{\text{сп}}}{19,62}, \text{ кгс/см}^2; \quad (8.2)$$

где: λ – коэффициент трения труб, $\lambda = 0,02$;

l - длина участка газохода, м;

d – диаметр канала (при прямоугольном сечении $d = 4f/u$);

f – живое сечение канала, м^2 ;

u – периметр сечения, м;

$\sum \xi$ – сумма коэффициентов местных сопротивлений;

ω_{cp} – средняя скорость движения продуктов сгорания, м/с;

ρ_{cp} – средняя плотность продуктов сгорания, кг/м³;

$$\omega_{cp} = \frac{V_{nc} (273 + t_{cp})}{3600 f 273}, \text{ м/с} \quad (8.3)$$

где: V_{nc} – объем перемещаемых продуктов сгорания, м³/час;

t_{cp} – средняя температура дымовых газов, принимаем $t_{cp} = 200^\circ\text{C}$, при данной температуре $\rho_{cp} = 0,748 \text{ кг/м}^3$ [4, приложение 11];

$$V_{nc} = B \frac{(V_{oz} + (\alpha - 1)V_0)(273 + t_{cp})}{273}, \text{ м}^3/\text{час}; \quad (8.4)$$

где: α – коэффициент избытка воздуха, $\alpha = 1,4$;

$V_{ог}$ – объем дымовых газов, $V_{ог} = 5,83 \text{ нм}^3/\text{кг}$ [5, таблица 3,15];

B – часовой расход топлива на котел, кг/час:

$$B = \frac{Q_0}{\eta Q_{np}}, \text{ кг/час}; \quad (8.5)$$

где: Q_0 – тепловая нагрузка котельного агрегата, МВт;

η – КПД котельного агрегата, $\eta = 0,83$;

Q_{np} – низшая рабочая теплота сгорания топлива (угля), МВт,

$Q_{np} = 5800 \text{ МВт}$ (5000 ккал/кг);

$$V_0 = \frac{1.12 Q_{np}}{1000}, \text{ нм}^3/\text{кг}; \quad (8.6)$$

Пример расчета потерь давления на участке газохода: газоход котла

КВ-1.44, работающего на отопление (таких газоходов три штуки):

$$d=400\text{мм}, l=1.5\text{м}, f=0.13\text{м}^2, \sum \xi =0,5.$$

8.3.1 Расход топлива на 1 котел составит:

$$B = \frac{Q_0}{\eta Q_{np}} = \frac{2412}{3 \cdot 0.83 \cdot 5.8} = 167.1 \text{ кг/час};$$

$$V_0 = \frac{1.12 Q_{np}}{1000} = \frac{1.12 \cdot 5000}{1000} = 5.6 \text{ нм}^3/\text{кг};$$

8.3.2 Объем перемещаемых продуктов сгорания:

$$V_{nc} = B \frac{(V_{oz} + (\alpha - 1)V_0)(273 + t_{cp})}{273} = 167.1 \frac{(5.83 + (1.4 - 1) \cdot 5.6)(273 + 200)}{273} = 2336 \text{ м}^3/\text{час};$$

8.3.3 Средняя скорость движения продуктов сгорания:

$$\omega_{cp} = \frac{V_{nc}(273 + t_{cp})}{3600 f 273} = \frac{2336(273 + 200)}{3600 \cdot 0.13 \cdot 273} = 8.65 \text{ м/с}.$$

8.3.4 Потери давления на участке:

$$\Delta p_{уч} = \left(\frac{\lambda l}{d} + \sum \xi \right) \frac{\omega_{cp} \rho_{cp}}{19.62} = \left(\frac{0.02 \cdot 2.5}{0.4} + 0.5 \right) \cdot \frac{8.65 \cdot 0.748}{19.62} = 0.21 \text{ кгс/см}^2.$$

Аналогично рассчитываем остальные участки газохода. Весь расчет сводим в таблицу 8.1.

Таблица 8.1 Поверочный расчет участков газохода

№ п/п	Характеристика участка газохода	Диаметр, мм	Длина, м	$\sum \xi$	$\omega_{\text{ср}}$ м/с	$V_{\text{пс}}$ м ³ /час	$\Delta p_{\text{уч}}$ кгс/см ²
1	Газоход котла КВ-1,44, работающего на отопление – 2 шт	400	2,5	0,5	8,65	2336	0,21
2	Газоход котла КВ-1,16, работающего на ГВС – 2 шт.	400	2,7	0,5	4,18	1130	0,102
3	Сборный газоход котлов отопления	800	10	0,5	6,74	7008	0,193
4	Сборный газоход котлов ГВС	800	7	0,5	2,18	2260	0,063
5	Переход с d=800 на d=500 мм котлов отопления	500	1,5	0,8	16,8	7008	0,553
6	Переход с d=800 на d=500 мм котлов ГВС	500	1,5	0,8	5,44	2260	0,18

8.4 Общие потери давления на участках газохода:

$$\sum \Delta p_{\text{уч}} = 0,21 \cdot 3 + 0,102 \cdot 2 + 0,193 + 0,063 + 0,553 + 0,18 = 1,823 \text{ кгс/см}^2.$$

8.5 Самотяга дымовой трубы:

$$H_{\text{мп}} = H \left(\rho_{\text{в}} - \frac{\rho_{\text{сп}} \cdot 273}{273 + t_{\text{сп}}} \right) = 20 \left(1,22 - \frac{0,748 \cdot 273}{273 + 200} \right) = 15,8 \text{ м. в. ст.} \quad (8.7)$$

где: H – высота дымовой трубы, H=20м;

$\rho_{\text{в}}$ – плотность воздуха при 20°C, $\rho_{\text{в}} = 1,22 \text{ кг/м}^3$.

8.6 Расчетное давление дымососа:

$$H_d = 1,2 * (\sum \Delta p - p_{тр}), \text{ кгс/см}^2$$

8.6.1 для котлов отопления (дымосос ДН-11.2):

$$H_d = 1,2 * (2,5 + 0,21 * 3 + 0,193 + 0,553 - 1,58) = 2,296 \text{ кгс/см}^2,$$

8.6.2 для котлов ГВС (дымосос ДН-9):

$$H_d = 1,2 * (2,5 + 0,102 * 2 + 0,063 + 0,18 - 1,58) = 1,367 \text{ кгс/см}^2$$

8.7 Проверка выбора диаметра дымовой трубы (D=600 мм):

$$D = 0,0188 \sqrt{\frac{V_{nc}}{\omega_{cp}}}, = 0,0188 \sqrt{\frac{7008 + 2260}{15,65}} = 0,458 \text{ м} \quad (8.8)$$

Таким образом из расчета видно, что существующие дымососы и дымовая труба пригодны для дальнейшей эксплуатации с установкой новых котлов.

9 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 по специальности «Реконструкция водогрейной котельной», где было определены: нагрузка на котельную, расчетное количество воды через котлы и КПД котельной.

В связи с нестабильностью и тяжелым экономическим положением в России инвестор имеет большие риски при инвестировании таких долгосрочных проектов, то есть, возможен отказ на инвестирование проекта. Необходимо получить высокий экономический эффект и прирост чистого приведенного дохода с момента начала эксплуатации, а также уменьшать срок строительства и ввода в эксплуатацию котельной путем увеличения числа рабочих, принимающих участие в строительстве котельной и монтаже оборудования. Подобная политика предприятия позволит путем увеличения инвестиций на строительство и монтаж значительно сократить период от начала строительства до ввода в эксплуатацию котельной, а, следовательно, существенно уменьшить срок окупаемости. Причем увеличение инвестиций на строительство и монтаж оборудования будет незначительным по сравнению с увеличением экономического эффекта.

В жилом микрорайоне «Гора» в г. Асино имеется несколько близкорасположенных котельных – «Гора», «Гагарина», «Тельмана», «Тепличная», «Стройдеталь». На большинстве из них установлено устаревшее морально и физически оборудование (котлы кустарного производства с КПД, не превышающим 50%), отсутствует система водоочистки, неправильный подбор насосов, большие потери в тепловых сетях. Все эти факторы оказывают большое влияние на себестоимость единицы тепловой энергии. В связи с этим

остро встал вопрос о проведении реконструкции данных котельных. На первом этапе решения этого вопроса было решено закрыть (убрать в резерв) котельную «Тепличная», а всю ее нагрузку присоединить к котельной «Стройдеталь».

Исходные данные для расчета:

Общая нагрузка на котельную $Q_o=2.323$ Гкал/час

Нагрузка на отопление $Q_o=2,078$ Гкал/час

Нагрузка на ГВС $Q_{гвс}=0,244$ Гкал/час.

Годовая выработка тепла $Q_{год}=6809$ Гкал/год

Годовая выработка на отопление $Q_{год о}=5783$ Гкал/год

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

Часовой расход топлива $V_ч=559,4$ кг/час

Месячный расход топлива $V_м=402,8$ т/мес.

Годовой расход топлива $V_г=3565,1$ т/год.

Удельный расход топлива на единицу выработанной тепловой энергии

$V_y=0,524$ тн/Гкал.

9.1 Определение расхода топлива (угля) до реконструкции:

9.1.1 Котельная «Тепличная»:

- максимальная нагрузка на отопление $Q_o=1,284$ Гкал/час.
- максимальная нагрузка на ГВС $Q_{гвс}=0,114$ Гкал/час.
- КПД котлов отопления – 53,2%
- КПД котлов ГВС – 41%

$$V = \frac{Q}{\eta \cdot Q_p^H}, \text{ кг/час.} \quad (9.1)$$

где: $Q_p^H = 5000$ ккал/кг – низшая удельная теплота сгорания угля.

9.1.1.1 Расход угля на отопление:

$$B = \frac{Q_0}{\eta_{i\delta} \cdot Q_{\delta}^i} = \frac{1284000}{0,532 \cdot 5000} = 482,7 \text{ кг/час}$$

9.1.1.2 Расход угля на ГВС:

$$B = \frac{Q_{\text{ГВС}}}{\eta_{\text{ГВС}} \cdot Q_{\delta}^i} = \frac{114870}{0,41 \cdot 5000} = 56,03 \text{ кг/час.}$$

9.1.1.3 Общий расход топлива:

$$B = 482,7 + 56,03 = 538,73 \text{ кг/час}$$

$$B = 82,7 \cdot 239 \cdot 24 / 1000 + (56,03 \cdot 350 \cdot 24 / 1000) = 3239,4 \text{ т/год.}$$

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

T=350 дней – продолжительность подачи горячей воды .

9.1.1.4 Годовые затраты на приобретение топлива

По данным ОАО «АКС» (Цена угля на 1 января 2016г. 1007 руб./тонна):

$$C = 3239,4 \cdot 1007 = 3,262 \text{ млн.руб.}$$

9.1.2 Котельная «Стройдеталь» до реконструкции:

- максимальная нагрузка на отопление $Q_0 = 0,794$ Гкал/час.
- максимальная нагрузка на ГВС $Q_{\text{ГВС}} = 0,12948$ Гкал/час.
- КПД котлов отопления – 54,4%
- КПД котлов ГВС – 48,5%

9.1.2.1 Расход угля на отопление:

$$B = \frac{Q_0}{\eta_{i\delta} \cdot Q_{\delta}^i} = \frac{794350}{0,544 \cdot 5000} = 292,04 \text{ кг/час.}$$

9.1.2.2 Расход угля на ГВС:

$$B = \frac{Q_{\text{ГВС}}}{\eta_{\text{ГВС}} \cdot Q_{\delta}^i} = \frac{129480}{0,485 \cdot 5000} = 53,4 \text{ кг/час.}$$

9.1.2.3 Общий расход топлива:

$$B = 292,04 + 53,4 = 345,43 \text{ кг/час}$$

$$B = (292,04 \cdot 239 \cdot 24 / 1000) + (53,4 \cdot 350 \cdot 24 / 1000) = 2123,7 \text{ т/год.}$$

9.1.2.4 Годовые затраты на приобретение топлива

По данным ОАО «АКС» (Цена угля на 1 января 2016г. 1007 руб./тонна):

$$C = 2123,7 \cdot 1007 = 2,139 \text{ млн.руб.}$$

Итого по двум котельным: $3,262 + 2,139 = 5,401$ млн.руб.

9.2 Определение расхода топлива после реконструкции:

- максимальная нагрузка на отопление $Q_0 = 2,078$ Гкал/час.
- максимальная нагрузка на ГВС $Q_{\text{ГВС}} = 0,24348$ Гкал/час.
- КПД котлов отопления – 83%
- КПД котлов ГВС – 83%

9.2.1 Расход угля на отопление:

$$B = \frac{Q_0}{\eta_{i\delta} \cdot Q_{\delta}^i} = \frac{2078000}{0.83 \cdot 5000} = 500.7 \text{ кг/час}$$

9.2.2 Расход угля на ГВС:

$$B = \frac{Q_{\text{АН}}}{\eta_{\text{АН}} \cdot Q_{\delta}^i} = \frac{243480}{0.83 \cdot 5000} = 58.7 \text{ кг/час.}$$

9.2.3 Общий расход топлива:

$$B = 500,7 + 58,7 = 559,4 \text{ кг/час}$$

$$B = (500,7 \cdot 239 \cdot 24 / 1000) + (58,7 \cdot 350 \cdot 24 / 1000) = 3365,1 \text{ т/год.}$$

9.2.4 Годовые затраты на приобретение топлива

По данным ОАО «АКС» (Цена угля на 1 января 2016г. 1007 руб./тонна):

$$C = 3365,1 \cdot 1007 = 3,389 \text{ млн.руб.}$$

За счет реконструкции экономия составляет $5,401 - 3,389 = 2,012$ млн. руб. в год. Таким образом, данный проект с экономической точки зрения выгоден и дает существенную экономию денежных средств.

Таблица 9.1 Приобретаемое основное и вспомогательное оборудование (на основании данных ОАО «АКС»)

№ п/п	Наименование оборудование	Тип, марка	Единицы измерения	Количество	Цена с НДС, тыс. руб.	Примечание
Основное оборудование						

1	Котел водогрейный	КВ-1,16	Шт.	2	358,5	1 котел резервный
2	Котел водогрейный	КВ-1,44	Шт.	3	398,7	1 котел резервный
Вспомогательное оборудование						
3	Теплообменник пластинчатый		Шт.	1	85,6	
4	Насос сетевой отопления	СЭ- 1250- 70-11	Шт.	2	121,6	1 насос резервный
5	Подпиточный насос	К45/55	Шт.	2	38,6	
6	Насос внутреннего контура ГВС	К45/30	Шт.	2	35,8	1 насос резервный
7	Вентилятор дутьевой	ВД-2,8	Шт.	5	10,8	

9.3 Расчет инвестиций в реконструкцию котельной [18].

Инвестиции можно определить несколькими вариантами, в зависимости от информации о стоимости оборудования.

В состав инвестиций (I) входят стоимости основного оборудования (котлов) котельной ($K_{кот}$), доставки и монтажа оборудования ($K_{мон}$), вспомогательного оборудования ($K_{о.всп}$), общестроительных работ ($K_{стр}$) и оборотных средств ($K_{об.с}$) [18, с.10].

Таким образом,

$$K = K_{кот} + K_{мон} + K_{о.всп} + K_{об.с} \quad (9.2)$$

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

9.3.1 Стоимость всего основного оборудования (стоимость котлов)

$$K_{кот} = 3 \cdot 398.7 + 2 \cdot 358.5 = 1913.1 \text{ тыс. руб.} \quad (9.3)$$

9.3.2 $K_{мон}$ – затраты на доставку и монтаж оборудования;

$$K_{мон} = 0,2 \cdot K_{кот} = 0,2 \cdot 1913.1 = 382.62 \text{ тыс. руб.} \quad (9.4)$$

9.3.3 $K_{о.всп}$ – стоимость вспомогательного оборудования:

$$K_{о.всп.} = 85,6 + 2 \cdot 121,6 + 2 \cdot 38,6 + 2 \cdot 35,8 + 5 \cdot 10,8 + 435,7 = 967,4 \text{ тыс. руб.} \quad (9.5)$$

9.3.4 $K_{об.с.}$ – оборотные средства, принять равными стоимости месячного расхода топлива $K_{об.с.} = 402,8 \cdot 1007 = 405583 \text{ руб.}$

Тогда $K = 1913.1 + 382.62 + 967,4 + 405,6 = 3668,72 \text{ тыс. руб.}$

9.3.5 Экономический эффект от капиталовложений:

$$\mathcal{E} = \Delta I_{год} - E_n \cdot K, \text{ тыс.руб./год} \quad (9.6)$$

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

$$\mathcal{E} = 2012 - 0.15 \cdot 3668.72 = 1461.72 \text{ тыс. руб./год.}$$

9.3.6 Срок окупаемости данного проекта:

$$T_{ок} = \frac{K}{\Delta I_{год}}, лет, \quad (9.7)$$

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

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

Тогда:

$$T_{ок} = \frac{K}{\Delta I_{год}} = \frac{3668720}{2012000} = 1.82 лет$$

или 1 год и 10 месяцев.

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

10 Автоматическая система регулирования давления воды в обратном трубопроводе системы отопления.

Целью данного раздела является разработка системы автоматического регулирования давления воды в обратном трубопроводе системы отопления, с целью защиты тепловой сети и систем теплоснабжения от повышения или понижения давления сверх допустимого.

Автоматизация насосной станции, установленной на обратном или подающем трубопроводе, обеспечивает:

- ввод в действие резервного насосного агрегата при аварийном отключении рабочего;
- автоматическое закрытие напорной задвижки рабочего насоса при его отключении и открытие соответствующей задвижки резервного насоса при его включении (в случае пуска насосов при закрытой напорной задвижке)
- включение резервного источника питания при падении напряжения на основном источнике;
- регулирование давления во всасывающем коллекторе насосов, установленных на обратном трубопроводе;
- рассечку тепловой сети на гидравлически независимые зоны, если в статическом либо рабочем режиме давление в сети превышает допустимое;
- поддержание заданного давления в статическом режиме в отключенной от источника тепла зоне.
- включение дренажного насоса (если предусмотрена его установка в здании насосной) при достижении заданного максимального уровня и отключение при минимальном уровне воды в дренажном приемке.

Наличие в сети насосных станций требует средств автоматической защиты сети, систем теплоснабжения и самих сетевых насосов от повышения или понижения давления сверхустановленного.

В данном проекте водогрейной котельной, получившейся в результате закрытия нерентабельной котельной «Тепличная» и присоединения всей ее нагрузки (отопление и ГВС) к ближайшей котельной «Стройдеталь»; реконструкции системы теплоснабжения, получившейся в результате объединения этих двух котельных, насосная станция находится внутри помещения котельной. На обратной линии системы отопления установлены два сетевых насоса типа СЭ-1250-70-10, один из которых является основным (работающим), а другой – резервным на случай выхода из строя основного насоса.

Установка системы автоматического регулирования давления воды на обратном трубопроводе системы отопления является важным фактором надежной и бесперебойной работы системы теплоснабжения.

На рисунке 10.1 представлена структурная схема АСР давления воды в обратном трубопроводе системы отопления проектируемой котельной. Работает данная система следующим образом: вода, поступающая из обратного трубопровода системы отопления, попадает на датчик давления ДД, в качестве которого может быть применен дифференциальный манометр с преобразованием давления в сигнал взаимной индуктивности. Датчик давления преобразует сигнал давления в токовый. Преобразованный сигнал поступает в регулирующий прибор РП, в котором уже заданы с помощью задатчика ЗД верхний и нижний пределы допустимого давления в обратном трубопроводе системы отопления. В регулирующем приборе происходит обработка сигнала с датчика давления. Если сигнал не попадает в установленные пределы давления, РП подает сигнал на исполнительный механизм ИМ, состоящий из реверсивного пускателя и электрического механизма (двигателя). В зависимости от параметров сигнала, поступившего с РП, исполнительный механизм приводит в действие регулирующий орган РО, открывая или закрывая его. Если же пришедший на РП сигнал попадает в установленные пределы, регулирующий орган не подает на исполнительный механизм никаких сигналов.

Дополнительно предусмотрена система световой и звуковой сигнализации при возникновении давления в сети выше или ниже допустимого предела.

В настоящее время отечественной и зарубежной промышленностью выпускается достаточно большой ассортимент средств автоматического регулирования для осуществления данного проекта. Российские приборы более дешевые, чем их зарубежные аналоги при одинаковом качестве, поэтому при выборе приборов для данной системы будем опираться именно на них.

Целесообразнее всего применить блочную компоновку всех приборов в единую систему автоматического регулирования. Это даст ряд преимуществ по сравнению с отдельной установкой каждого элемента АСР:

1. Существенно упростится работа персонала по обслуживанию данной системы;
2. Доставка и монтаж данной АСР обойдется дешевле;
3. Данная система займет меньше места, нежели все приборы в отдельности.

На рисунке 10.2 показана функциональная схема АСР давления воды в обратной магистрали системы отопления. Функциональная схема систем автоматизации технологических процессов является основным документом, определяющим структуру и характер систем автоматизации технологических процессов. Функциональная схема определяет оснащение АСР приборами и средствами автоматизации (в том числе вычислительной техники).

На основе функциональной схемы АСР составляется заказная спецификация приборов и средств автоматизации.

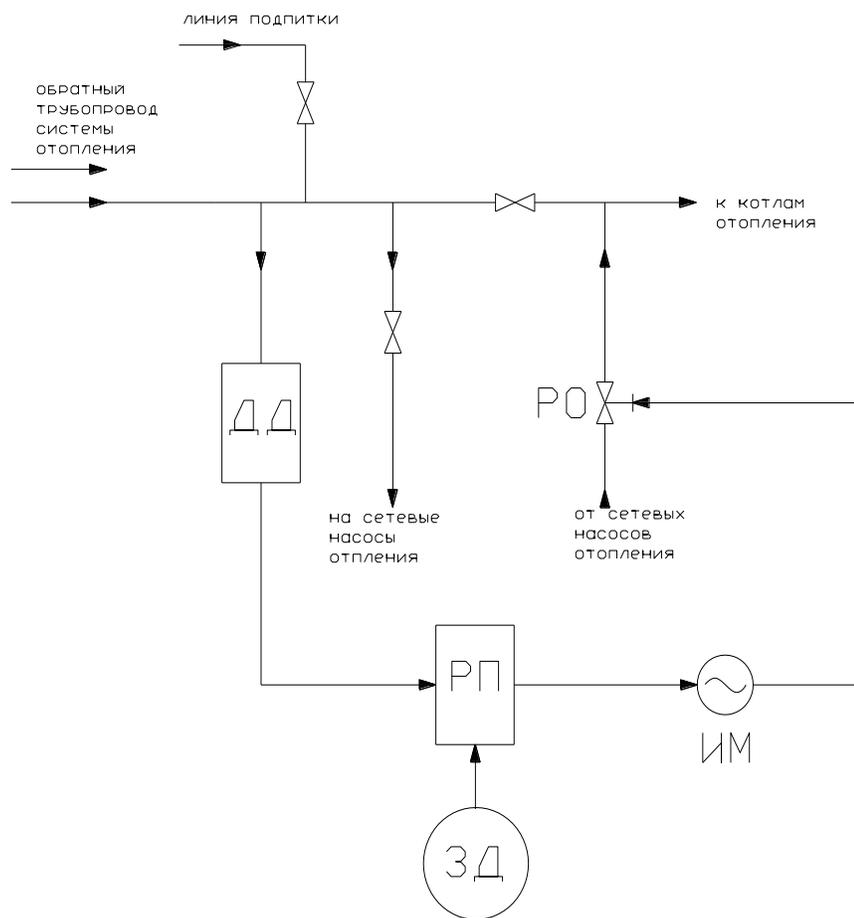


Рисунок 10.1 Структурная схема АСР давления воды в обратной магистрали системы отопления:

ДД – датчик давления;

ЗД – задатчик;

РП – регулирующий прибор;

ИМ – исполнительный механизм;

РО – регулирующий орган.

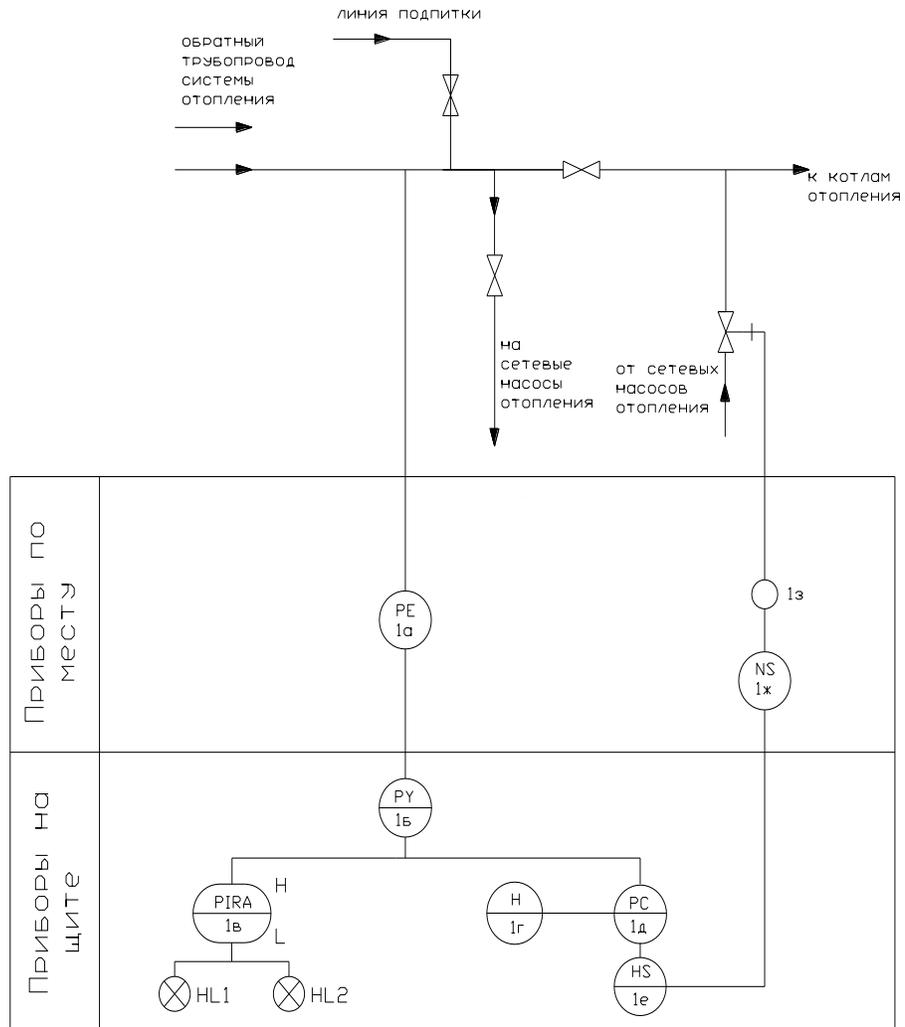


Рисунок 10.2 Функциональная схема АСР давления воды в обратной магистрали системы отопления

Таблица 10.1 Заказная спецификация приборов и средств автоматизации

№ п/п	№ позиции	Наименование и техническая характеристика приборов и средств автоматизации, завод изготовитель	Тип и марка приборов	Кол-во
1	2	3	4	5
1	1а	Дифференциальный манометр с преобразованием давления в электрический сигнал взаимной индуктивности АО «Манометр», г. Москва	ДМ-239	1
2	1б	Блок питания и преобразования сигналов, напряжение питания 220 В, выходной сигнал 0-5 мА, основная погрешность $\pm 0,15\%$. АО "Манометр", г. Москва.	БПС-24	1
3	1в	Прибор аналоговый, показывающий, регистрирующий, сигнализирующий, входной сигнал 0,5 мА, класс точности 0,5. АО "Центрприбор", г. Москва.	Диск-250	1
4	1г	Задатчик активный ООО «ТБН Энергосервис» г. Москва	ЗУ05	1
5	1д	Регулирующее устройство с импульсным выходным сигналом ОАО "Овен" г. Москва	РС-29.1.11	1
6	1е	Блок ручного управления дискретный ЗАО НПФ «Логика» г. Санкт-Петербург.	БУ21	1
7	1ж	Пускатель ОАО "Центрприбор" г. Москва	У29.3	1
8	1з	Исполнительный механизм ЗАО «Данфос», г. Москва	МЭО 84	1

В результате проделанной работы была установлена автоматическая система регулирования давления воды в обратной магистрали отопления котельной, удовлетворяющую техническим требованиям работы оборудования и обеспечению надежной и экономичной работы объекта.

Разработаны структурная и функциональная схемы контроля, регулирования и сигнализации давления воды в обратной магистрали отопления водогрейной котельной. На основании функциональной схемы и анализа средств измерения и регулирования составлена заказная спецификация.

Заключение

В ходе данной дипломной работы был рассмотрен проект водогрейной котельной, получившейся в результате закрытия нерентабельной котельной «Тепличная» и присоединения всей ее нагрузки (отопление и ГВС) к ближайшей котельной «Стройдеталь»; реконструкция системы теплоснабжения, получившейся в результате объединения этих двух котельных.

Был произведен расчет тепловых нагрузок на отопление и ГВС, определены максимальные часовые и годовые нагрузки отопления и ГВС для проектируемой котельной. По этим нагрузкам было подобрано основное оборудование – три котла КВ-1,44 (1 – резервный) ООО «Ижевский котельный завод» на твердом топливе с ручной его подачей, которые будут работать на отопление; два котла КВ-1,16 (1 – резервный) ООО «Ижевский котельный завод» на твердом топливе с ручной его подачей, которые будут работать на систему ГВС.

Произведен гидравлический расчет получившейся системы теплоснабжения, по результатам которого был построен пьезометрический график и подобраны сетевые насосы типа и подпиточные насосы типа. 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.

Выбран и рассчитан пластинчатый теплообменник для контура ГВС, подобрана система химводоочистки типа «ГДВУ-3/05» для подпитки, проведен тепловой расчет сети теплоснабжения, в ходе которого определена оптимальная толщина слоя изоляции из минеральной ваты – 6 см.

В ходе поверочного расчета газового тракта было определено расчетное давление для дымососов, необходимое для отсоса дымовых газов от котлов отопления и ГВС, а также произведена проверка диаметра дымовой трубы.

Экономический расчет показал, что данный проект является рентабельным и имеет довольно небольшой срок окупаемости – 1,8 года.

В разделе «Автоматизация» была рассмотрена система автоматического регулирования давления в обратном трубопроводе системы отопления, которая позволяет защитить сетевые насосы и саму систему отопления от резких скачков давления в тепловой сети.

В разделе «Безопасность и экологичность проекта» был произведен поверочный расчет существующей системы освещения котельной, в ходе которого было установлено, что она не соответствует нормам; расчет проектируемой системы освещения, из которого определено необходимое число светильников с лампами типа – 10 шт.

Данный дипломный проект показал, что проекты объединения двух небольших близкорасположенных котельных (закрытие одной нерентабельной котельной и реконструкция другой) – довольно удачное решение с двумя и более близкорасположенными котельными. Это дает существенную экономию топлива при довольно небольшом сроке окупаемости. В г. Асино в перспективе могут быть разработаны следующие проекты:

- Закрытие котельной «ПМК-57» и присоединение всей ее нагрузки к котельной «Школа №2» при реконструкции последней;
- Закрытие котельной «Тельмана» и присоединение всей ее нагрузки к котельной «Гора» при реконструкции последней;
- Закрытие котельной «Школа №4» и присоединение всей ее нагрузки к котельной «Дружба-2» (мощность последней позволяет сделать это без реконструкции самой котельной);

Conclusion

In the course of given degree work was considered project water-heating boiler, got as a result of closing unprofitable boiler "Hothouse" and joinings of the whole her(its) load (heating and GVS) to nearest boiler "Stroydetal"; the reconstruction of the system of heating, got as a result of associations these two boiler.

The calculation of the heat loads Was made on heating and GVS, are determined maximum sentry and annual loads of the heating and GVS for designed boiler. The main equipment was selected On this load - three caldrons KV-1,44 (1 - reserve) OOO "Izhevskiy boiler plant" on solid fuels with manual his(its) presenting, which will work at heating; two caldrons KV-1,16 (1 - reserve) OOO "Izhevskiy boiler plant" on solid fuels with manual his(its) presenting, which will work at system GVS.

It Is Made hydraulic calculation of the got system of heating, on result which was built piestic graph and is selected network pumps of the type and fueled pumps type. It Is Chose type of the regulation of the furlough to heat energy in heat networks - qualitative on heating load, is built graphs to dependencies of the temperature of network water and loads of the heating from the temperature medicine to be taken externally air.

It Is Chose and calculated lamellar heat exchanger for sidebar GVS, is selected system of chemical water treatment type "GDVU-3/05" for additional charging, is organized heat calculation to network heating , in the course of which is determined optimum thickness layer to insulation from mineral cotton wool - 6 refer to accounting pressure were determined In the course of поверочного of the calculation of the gas tract for flue-gas pumps, necessities for blowjob smoke gas

from caldrons of the heating and GVS, as well as is made a checking the diameter of the smokestack.

The Economic calculation has shown that given project is profitable and has rather small pay-back period - 1,8 years.

The system of the automatic regulation of the pressure was considered In section "Automation" in inverse pipe line of the system of the heating, which allows to protect the network pumps and system of the heating itself from cutting horse race pressures in heat network.

In section "Safety and ecological capacity of the project" was made testing calculation existing systems of the illumination boiler, in the course of which was installed that she does not correspond to the rate; the calculation of the designed system of the illumination, from which is determined necessities number lamp with lamp of the type - 10 pieces.

Given degree project has shown that projects of the association two small nearby boilers (closing one unprofitable boiler and reconstruction other) - rather ingenious decision with two and nearby boilers. This gives essential spare fuel under enough small pay-back period. In Asino city in prospect can be designed following projects:

" Closing boiler "PMK-57" and joining of the whole her(its) load to boiler "School 2" at reconstructions to last;

" Closing boiler "Telimana" and joining of the whole her(its) load to boiler "Mountain" at reconstructions to last;

" Closing boiler "School 4" and joining of the whole her(its) load to boiler "Druzhba-2" (the power last allows to do this without reconstruction the most boiler);

Список использованной литературы

1. Соколов Е. Я. Теплофикация и тепловые сети: Учебник для вузов.- 6-е изд., перераб.- М.: Издательство МЭИ, 1999.-472 с.: ил.
2. 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.
3. Теплоснабжение: Учебник для вузов./А. А. Ионин, Б. М. Хлыбов и др.; Под ред. А. А. Ионина.- М.: Стройиздат, 1982.- 336 с.: ил.
4. Краснощеков Е. А., Сукомел А. С. Задачник по теплопередаче: Учебное пособие для вузов.- 4-е изд., перераб.- М.: Издательство «Энергия», 1980. – 288 с.: ил.
5. Лебедев П. Д. Теплообменные, сушильные и холодильные установки: Учебник для студентов технических вузов.- 2-е изд., перераб.- М.: Издательство «Энергия», 1972. – 320 с.: ил.
6. Роддатис К. Ф., Паторецкий А. Н. Справочник по котельным установкам малой производительности, М.: Стройиздат, 1984-370 с.
7. Тепловой расчет котельных агрегатов (нормативный метод). / Под ред. Н. В. Кузнецова и др.- М.: Издательство «Энергия», 1976. – 296 с.: ил.
8. Лившиц О. В. Справочник по водоподготовке котельных установок. – М.: Издательство «Энергия», 1976. – 251 с.: ил.
9. Процессы и аппараты химических производств./ Под ред. Дытнерского В. Г. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 423 с.: ил.
- 10.Эстеркин Р. И. Противоаварийные тренировки в производственно-отопительных котельных. – Л.: Энегоатомиздат, Ленингр. отд-ние, 1990. – 248 с.: ил.

11. Либерман Г. Р. Предупреждение аварий и неполадок котельного оборудования. – М.: Издательство литературы по строительству, 1966. – 236 с.: ил.
12. Справочник по проектированию освещения. / Под ред. Козлова А. П. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 368 с.: ил.
13. Чечеткин А. В., Занемонец Н. А. Теплотехника: Учебник для вузов. – М.: издательство «Высшая школа», 1986. – 344 с.: ил.
14. Файерштейн Л. М. Справочник по автоматизации котельных./ Под ред. Л. М. Файерштейна. – 3-е изд., перераб. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 296 с.: ил.
15. Емельянов А. И., Капник О. В. Проектирование систем автоматизации технологических процессов: Справочное пособие по содержанию и оформлению проектов. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 400 с.
16. Беляев Г. П., Кузищин В. Ф. Технические средства автоматизации в теплоэнергетике. – М.: Энергоатомиздат, 1982. – 258 с.
17. Справочник производителя работ в строительстве./ М. Д. Липный, К. Е. Синенький. – 3-е изд., перераб. и доп. – К.: Будівельник, 1986. – 400 с.
18. 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.-20с.
- 19.Завлин П. Н., Васильев А. В., Кноль А. И. Оценка экономической эффективности инвестиционных проектов (современные подходы), СПб:Наука,1995-340с.
- 20.Снабжение и сбыт. Журнал производственно-технической информации и рекламы. №21 (158) от 8.11.2004 г.
- 21.СНиП 2.04.05-91. Отопление, вентиляция и кондиционирование.
- 22.СНиП 2.04.07-86. Тепловые сети.
- 23.СНиП II-3-79. Строительная теплотехника.

24. 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. – 81 с.
25. Русско-английский и англо-русский словарь. – К.: Издательство «Канон», 1996. – 768 с.