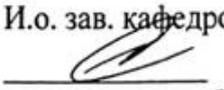


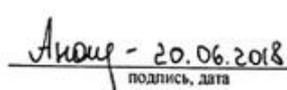
Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

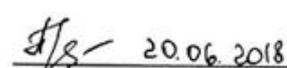
Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики
Направление подготовки 13.03.01 Теплотехника и теплоэнергетика
Направленность (профиль) образовательной программы «Энергообеспечение предприятий»

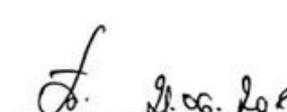
ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
И.о. зав. кафедрой
 Н.В. Савина
«12» 06 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы теплоснабжения поселка Тахтатамыгда
Сковородинского района Амурской области

Исполнитель
студент группы 442-об2  20.06.2018 А.А. Аношкина
подпись, дата

Руководитель
профессор, доктор. техн. наук  20.06.2018 С.П. Присяжная
подпись, дата

Консультант:
безопасность и
экологичность
канд. техн. наук, доцент  20.06.2018 А.Б. Булгаков
подпись, дата

Нормоконтроль
доцент  29.06.2018 А.Г. Ротачева
подпись, дата

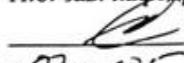
Благовещенск 2018

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина
«07» 05 2018 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Аношкиной Анастасии Александровны

1. Тема бакалаврской работы: Ремонтирующие системы теплокабинетов котельной ТЭЦ поселка Сидоровского района Амурской области
Утверждено приказом от _____ № _____

2. Срок сдачи студентом законченной работы _____

3. Исходные данные к бакалаврской работе: Схема теплового района, паспорт котельной, техническое задание.

4. Содержание бакалаврской работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

Расчет теплового пункта, гидравлический расчет, расчет тепловых потерь, выбор оборудования.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 листов, 11 таблиц

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Будачкина и Железницкий - Будачкин А.Б.

7. Дата выдачи задания 7.05.2018

Руководитель выпускной квалификационной работы: Пришвина С.П. докт.
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, учинное звание)

техн. науки.

Задание принял к исполнению (дата): 7.05.2018 Аношкина А.А.
(подпись студента)

Аноу -

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 89 с., 11 таблиц, 22 источника

ТЕПЛОВАЯ НАГРУЗКА, ГОРЯЧЕЕ ВОДОСНАБЖЕНИЕ, ОТОПЛЕНИЕ, КОТЛОАГРЕГАТ, БЕЗОПАСНОСТЬ, ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ИСПЫТАНИЯ, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В работе исследована система теплоснабжения поселка Тахтатамыгда Сковородинского района Амурской области, которая снабжает потребителей тепловой энергией.

Целью выпускной квалификационной работы является разработка системы централизованного теплоснабжения жилого района, источником тепла которого является котельная. В ходе работы необходимо произвести расчет расхода теплоты на отопление, ГВС, гидравлический расчет для тепловых сетей, экономический расчет, расчет на безопасность и экологичность.

Основу методологии исследований составляют следующие расчёты: расчет тепловых нагрузок квартала, гидравлический расчет, расчет тепловых потерь, выбор котельного оборудования.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	7
Введение	8
1 Характеристика района проектирования	10
2 Характеристика объекта проектирования	13
3 Расчет тепловых нагрузок квартала	18
3.1 Расчет нагрузок на отопление	19
3.2 Расчет нагрузок на горячее водоснабжение	20
4 Гидравлический расчет	25
4.1 Предварительный гидравлический расчет	26
4.2 Уточненный гидравлический расчет	28
5 Расчет тепловых потерь	31
6 Выбор оборудования котельной	36
6.1 Выбор котлов	36
7 Организационно – экономическая часть	41
8 Безопасность и экологичность	49
8.1 Безопасность	49
8.2 Экологичность	61
9 Анализ показателей тепловых сетей, расположенных в сельской местности	75
Заключение	85
Библиографический список	87

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ИТ – источник теплоснабжения

СТ – система теплоснабжения

ТЭЦ – теплоэлектроцентраль

СЦТ – система централизованного теплоснабжения

ТЭ – тепловая энергия

ВВЕДЕНИЕ

Наша страна занимает первое место в мире по масштабам развития теплофикации и центрального теплоснабжения.

В настоящее время централизованное теплоснабжение развивается на базе ТЭЦ и производственных, районных или квартальных котельных.

С каждым годом к этому виду теплоснабжения предъявляются все более высокие требования. Система должна быть надежной, экономичной, индустриальной и гибкой в эксплуатации. Для повышения надежности тепловых сетей необходимы внедрение более совершенных схем, разработка нового оборудования и конструкций тепловых сетей, замена чугунной арматуры на современные виды запорной и регулирующей аппаратуры. Совершенствуются также способы прокладки тепловых сетей. Проходят проверку экспериментальные виды бесканальной прокладки – при теплоизоляции из асфальтоизола, гидрофобного мела и др. Применение для тепловых сетей неметаллических труб и более совершенных схем позволит увеличить удельный вес централизованного теплоснабжения в сельской местности.

Подготовка систем теплоснабжения и теплопотребления и их эксплуатация должны отвечать требованиям действующих Правил эксплуатации теплопотребляющих установок и тепловых сетей потребителей, Правил технической эксплуатации коммунальных отопительных котельных, других нормативно-технических документов по эксплуатации теплоэнергетического оборудования и тепловых сетей.

Темой выпускной квалификационной работы является реконструкция системы теплоснабжения поселка Тахтатамыгда Сковородинского района Амурской области.

Целью работы является разработка проекта теплоснабжения жилого района, выбор принципиальных решений по теплоснабжению, рабочего оборудования и средств контроля. Актуальность темы определяется большим

интересом к современным системам теплоснабжения, перспективностью развития данной отрасли в рамках повышения эффективности, экологичности и экономичности теплоснабжающего оборудования.

В достижении обозначенной цели в выпускной квалификационной работе необходимо решить следующие задачи: рассмотреть теоретические аспекты проектирования систем теплоснабжения; рассчитать расход теплоты на отопление и горячее водоснабжение; выполнить гидравлический расчет сети; произвести выбор основного оборудования; выполнить расчет технико - экономических показателей.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Сковородинский район расположен на северо-западе Амурской области. На возвышенном Зейско – Амурском водоразделе высота над уровнем моря 402 м, под 530 58/ с.ш. и 1230 57/ в.д.

Район граничит на западе – с Забайкальским краем, на севере - с Тындинским, на востоке - с Магдагачинскими районами Амурской области, на юге - государственная граница с КНР.

Климат района резко континентальный. Годовая амплитуда температурных колебаний достигает 50 °С. Среднегодовая температура составляет +4°С, при минимуме в январе -55 °С и максимуме в июле +38°С . Среднегодовое количество осадков достигает 405 мм, при этом наибольшее количество (до двух третей) выпадает в июле-августе.

Сковородинский район располагает богатыми месторождениями полезных ископаемых. Для района характерны большие запасы песчаного, гравийно-галечного, щебнистого материала. Ряд крупных месторождений гравия, песков расположены в западной и северной частях района. Кроме этого имеются запасы известняка, сланцев, торфа, кварцитов, глины. Главным полезным ископаемым района является золото.

Район обладает очень обширной речной системой. Вся речная сеть района принадлежит бассейну р. Амур. К наиболее крупным рекам района относятся: Урка, Омутная, Уруша, Ольдой, Большой Невер. Долины рек широкие и часто ассиметричные. Берега обрывистые, большая часть широких речных долин заболочена.

Также в Сковородинском районе находятся 4 особо охраняемые природные территории: Джалиндинский утес, Чернопольские валуны, Черпельские кривуны и Игнашинский минеральный источник.

Производством сельскохозяйственной продукции в районе занимаются АО «Албазино», 8 крестьянско - фермерских хозяйств, 2 индивидуальных предпринимателя и 2473 личных подсобных хозяйств граждан.

В 2014 году объем продукции сельского хозяйства составил 173,054 млн. рублей, индекс производства – 101,0 %. Увеличение объемов производства обусловлено ростом продукции в хозяйствах всех категорий.

Продукция сельского хозяйства в хозяйствах всех категорий в 2016 году по прогнозу составит– 211,901 млн. руб., в 2017 году – 221,75 млн. руб., в 2018 году – 231,578 млн. руб.

Общая посевная площадь в районе в 2014 году составила 1067 га, из них площадь зерновых и зернобобовых культур – 350 га, соя – 100 га, картофеля – 582 га, овощей – 35 га.

В 2014 году силами сельскохозяйственных производителей района произведено 68,32 тонн картофеля, 4,427 тонн овощей. Также силами сельскохозяйственных производителей произведено 299 тонн мяса скота и птицы, 2056 тонн молока, 748 тыс. штук яиц.

Лидирующей отраслью промышленного производства в Сковородинском районе является золотодобывающая промышленность.

Золотодобычей в Сковородинском районе занимаются: ОАО «Прииск Соловьевский», ООО «Золотая речка», ООО «Орольдян», ООО ЗДП «Феникс», «Амурский горный центр», ООО «Рудоперспектива», ОАО «Зейский ЛПК», ЗАО «Становик», ООО «Алтан»

Заготовкой и реализацией древесины: ОАО «Зейский ЛПК» и 8 индивидуальных предпринимателей.

Добычей строительных материалов (инертных) занимаются: ЗАО «Труд», ООО «Брус», ООО «Геотехнология+», ООО «Амурресурс», ООО «Арфада», ООО «Скаласервис-ДВ», ООО «Нерудные строительные материалы», ОАО «Первая нерудная компания».

Объекты жизнеобеспечения района (предприятия энергетики района): ООО "Энергетические сети"; Дистанция электроснабжения ЭЧ № 3 ОАО «РЖД»; Филиал ОАО «ДРСК» - «Амурские электрические сети; Подстанция Бам 11035/10; Тяговая подстанция ЭЧ-32 ОАО «РЖД»; ООО «Теплоэнергия;

Дистанция электроснабжения (тяговая ЭЧ-10); ЭЧЭ-345 (тяговая), ЭЧС-35(Электроснабжение).

На территории района проходит нефтепроводная система «Восточная Сибирь - Тихий океан», а также идет строительство и прокладка трансрегиональной газовой трубы «Сила Сибири».

По предварительной оценке численности населения Сковородинского района на 01.01.2017 г. по данным территориального органа Федеральной службы государственной статистики по Амурской области постоянная численность населения района составляет 27434 человека.

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Объектом проектирования в данной выпускной квалификационной работе является система теплоснабжения села Тахтамыгда Сковородинского района Амурской области.

На территории муниципального образования Тахтамыгдинский сельсовет функционирует одна теплоснабжающая организация ООО «ЖКХ-Ресурс». В муниципальном образовании Тахтамыгдинский сельсовет центральное теплоснабжение выполняется от тепловой энергии:

- котельная «Новая», расположенная в селе Тахтамыгда по улице Луговая, 3, работающей на угле с установленной мощностью 3,200 Гкал/ч и присоединенной нагрузкой 0,753 Гкал/час.

На котельной установлены два котла, 1973 года установки, марок КВм-0,93-95 с топкой ТШПм-1,45 и КВ 1.0 твердотопливный. В таблицах приведены технические характеристики котлов, которые установлены в котельной «Новая», расположенной в селе Тахтамыгда.

Таблица 1 – Технические характеристики котла КВм-0,93-95 ТШПм-1,45

Технические характеристики	Значения
Теплопроизводительность, МВт (Гкал/ч)	0,93 (0,8)
Вид сжигаемого топлива	Уголь
Расход расчетного угля, кг/ч	180
Температура воды на входе в котел, °С	70
Температура воды на выходе из котла, °С	95 (115)
Расчетный КПД, %	81
Давление воды на входе в котел, МПа	0,6
Расход воды через котел, м ³ /ч	32
Водяной объем котла, м ³	0,89

Технические характеристики	Значения
Поверхность нагрева в котле, м ²	44
Объем топочной камеры, м ³	3,64
Масса котла, кг не более	2750

Таблица 2 - Технические характеристики КВ 1.0 твердотопливный.

Технические характеристики	Значения
Мощность, КВт	1000
Мощность, МВт	1
Мощность, Гкал	0,86
Отапливаемая площадь, м ²	10000
Отапливаемый объем, м ³	30000
Вид топлива	Уголь
Тяга	Уравновешенная
Низшая теплота сгорания топлива, кКал/кг	5230
КПД котла, не менее, %	80
Расход топлива, кг/ч	253
Расход условного топлива, кг/ч	188
Температура уходящих газов, °С	200
Расход теплоносителя среды, м ³ /ч	44
Температура воды, °С	70 - 95
Давление рабочей среды, МПа (кгс/см ²)	0,3 – 0,6 (3.0 – 6.0)
Гидравлическое сопротивление котла при перепаде температур 25°С, МПа (кгс/см ²)	0.07 (0.7)
Аэродинамическое сопротивление	60
Габаритные размеры котельного блока, длина*ширина*высота, мм	3335*1780*2240

В муниципальном образовании Тахтамыгдинский сельсовет теплоснабжение малоэтажных и индивидуальных жилых застроек, а так же отдельных зданий коммунально-бытовых и промышленных потребителей не подключенных к центральному теплоснабжению осуществляется от индивидуальных источников тепловой энергии. Схема теплоснабжения традиционная - централизованная. Тепловые сети двухтрубные, циркуляционные, подающие тепло на отопление. В системах централизованного теплоснабжения для отопления и горячего водоснабжения жилых, общественных и производственных зданий муниципального образования Тахтамыгдинский сельсовет в качестве теплоносителя принята вода.

Во всех системах теплоснабжения муниципального образования Тахтамыгдинский сельсовет применяется преимущественно стальная арматура. На диаметрах трубопроводах до 50 мм используется запорная арматура вентильного и шарового типа, на диаметрах свыше 50 мм – клинового.

Камеры и павильоны устраиваются в местах установки оборудования теплопроводов: задвижек, сальниковых компенсаторов, спускных и воздушных кранов, мертвых опор и др. Строительная часть камер часто выполняется из кирпича, а также из монолитного бетона или железобетона. Сборный железобетон главным образом применяется для устройства перекрытий.

Суммарное годовое потребление тепловой энергии на теплоснабжение потребителей, расположенных на территории муниципального образования от котельной «Новая» с.Тахтамыгда составляет 2572,10 Гкал, в том числе: - население – 2371,98 Гкал/год; - бюджетные потребители – 123,6 Гкал/год; - прочие потребители – 76,52 Гкал/год;

В муниципальном образовании Тахтамыгдинский сельсовет теплоснабжение малоэтажных и индивидуальных жилых застроек, а так же отдельных зданий коммунально-бытовых и промышленных потребителей не подключенных к центральному теплоснабжению осуществляется от индивидуальных источников тепловой энергии.

На котельных для потребителей регулирование отпуска тепла выполнено центральное качественное по нагрузке отопления (за счет изменения температуры теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха). Температурный график котельных 95/70°C при расчетной наружной температуре -38°C.

Проблемы в организации качественного теплоснабжения на текущий момент связаны с высоким износом тепловых сетей и их теплоизоляционных конструкций. По причине сверхнормативных потерь тепловой энергии через теплоизоляцию и с утечками происходит недоотпуск тепловой энергии. Решение данной проблемы возможно путем капитального ремонта тепловых сетей. Проблемы в организации надежного и безопасного теплоснабжения на данный момент обусловлены высоким износом тепловых сетей и малой их резервируемостью. Решение данной проблемы возможно путем капитального ремонта тепловых сетей. Развитие систем теплоснабжения замедлено по причине недостатка инвестиций в развитие источников теплоснабжения и тепловых сетей. Решение возможно путем включения в тарифы теплоснабжающих организаций инвестиционной составляющей. Проблем с надежностью и эффективностью снабжением топливом в действующих системах теплоснабжения не наблюдается. Предписания надзорных органов по источникам тепловой энергии отсутствуют.

Так как котельное оборудование устарело и отработало свой коэффициент выработки, был произведен демонтаж котлов.

С целью выявления реального дисбаланса между мощностями по выработке тепла и подключёнными нагрузками потребителей проведены расчеты гидравлических режимов работы систем теплоснабжения. Для выполнения расчетов гидравлических режимов работы систем теплоснабжения были систематизированы и обработаны результаты отпуска тепловой энергии от всех источников тепловой энергии, выполнен анализ работы каждой системы теплоснабжения на основании сравнения нормативных показателей с фактическими за базовый контрольный период – 2014 год и определены

причины отклонений фактических показателей работы систем теплоснабжения от нормативных. В ходе разработки схемы теплоснабжения муниципального образования Тахтамыгдинский сельсовет был выполнен расчет перспективных балансов тепловой мощности и тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии, на каждом этапе и к окончанию планируемого периода, так же были определены перспективные топливные балансы для источника тепловой энергии по видам основного топлива на каждом этапе планируемого периода. Развитие теплоснабжения муниципального образования Тахтамыгдинский сельсовет до 2030 года предполагается базировать на использовании существующей котельной «Новая» с ее реконструкцией при необходимости. В ходе разработки схемы теплоснабжения дефицита тепловой мощности на источнике тепловой энергии не выявлено. Разработанная схема теплоснабжения подлежит ежегодной актуализации и один раз в пять лет корректировке.

3 РАСЧЕТ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК ОБЪЕКТА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

В системах централизованного теплоснабжения (СЦТ) по тепловым сетям подается теплота различным тепловым потребителям. Несмотря на значительное разнообразие тепловой нагрузки, ее можно разделить на две группы по характеру протекания во времени:

- 1) сезонная
- 2) круглогодовая

Изменения сезонной нагрузки зависят от климатических условий: температуры наружного воздуха, направления и скорости ветра, солнечного излучения, влажности воздуха и т.п.

Сезонная нагрузка имеет сравнительно постоянный суточный график и переменный годовой график нагрузки. К сезонной тепловой нагрузке относятся отопление, вентиляция, кондиционирования воздуха.

К круглогодовой нагрузке относятся технологическая нагрузка и горячее водоснабжение.

График технологической нагрузки зависит от профиля производственных предприятий и режима их работы, а график нагрузки горячего водоснабжения – от благоустройства жилых и общественных зданий, состава населения и распорядка его рабочего дня, а также от режима работы коммунальных предприятий – бань, прачечных.

Годовые графики технологической нагрузки и нагрузки горячего водоснабжения в определенной мере зависят от времени года. Как правило, летние нагрузки ниже зимних вследствие более высокой температуры перерабатываемого сырья и водопроводной воды, а также благодаря меньшим теплопотерям теплопроводов и производственных трубопроводов.

Одна из первоочередных задач при проектировании и разработки режима эксплуатации систем централизованного теплоснабжения заключается в определении и характера тепловых нагрузок.

В том случае, когда при проектировании установок централизованного теплоснабжения отсутствуют данные о расчетных расходах теплоты, основанных на проектах теплоснабжающих установок абонентов, расчет тепловой нагрузки проводится на основе укрупненных показателей.

3.1 Расчет нагрузок на отопление

Расчетная тепловая нагрузка на отопления отдельного здания определяется по укрупненным показателям:

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

где α - поправочный коэффициент, учитывающий отличие расчетной температуры наружного воздуха для проектирования отопления t_o от $t_o = -34$ °С;

V - объем здания по наружному обмеру, м³;

q_o - удельная отопительная характеристика здания при $t_o = -30$ °С, ккал/м³ч°С;

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

Расчетный коэффициент инфильтрации $K_{и.р}$ определяется:

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

Для остальных зданий коэффициент инфильтрации рассчитывается по такому же принципу.

где g - ускорение свободного падения, м/с²;

L - свободная высота здания, м;

w_0 - расчетная для данной местности скорость ветра в отопительный период, м/с; принимается по СНиП 23-01-99 [1].

Средняя тепловая нагрузка отопления определяется по формуле:

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

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

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

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

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

Годовой расход теплоты на отопление:

$$Q_o^r = Q_o^{cp} \cdot h_0 \quad (4)$$

где h_0 - длительность отопительного периода, ч.

3.2 Расчет нагрузок на горячее водоснабжение

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

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

где α - 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 СНиП 2.04.01-85 [2];

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, принимаем 24 ч;

Годовой расход теплоты на горячее водоснабжение:

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

где n_0 - длительность периода горячего водоснабжения, ч.

Результаты расчета нагрузок на горячее водоснабжение сведены в таблицу 3

Таблица 3 - Нагрузка на отопление и горячее водоснабжение

№ здания	V, м ³	q, ккал/м ³ °С	L, по нормативному докум	t, °С	Q _{отоп} Гкал/ч	Q ₀ ^Г Гкал	Q _{гвс} Гкал/ч	Q _{гвс} ^Г Гкал
1	120	0,9	118.8	10	4,878x10 ⁻³	0,054	-	-
2	738	0,6762	118.8	21	0,029	0,318	-	-
3	122	0,898	12	20	5,448x10 ⁻³	0,061	-	-
4	300	0,78	15	20	0,012	0,13	-	-
5	122	0,898	46.1	20	5,762x10 ⁻³	0,064	-	-
6	432	0,7304	40.9	20	0,016	0,183	-	-
7	300	0,78	10.4	20	0,012	0,129	-	-
8	84	0,92	80	20	4,211x10 ⁻³	0,047	-	-
9	75	0,92	7.5	20	3,39 x10 ⁻³	0,038	-	-
10	75	0,92	5.8	20	3,371 x10 ⁻³	0,037	-	-
11	120	0,9	155.5	11	4,991 x10 ⁻³	0,055	-	-
12	680	0,682	8.7	20	0,023	0,254	-	-
13	432	0,7304	32.7	20	0,016	0,181	-	-
14	431	0,7304	32.7	20	0,016	0,181	-	-
15	78	0,92	18.7	18	3,483 x10 ⁻³	0,039	-	-

№ здания	V, м ³	q, ккал/м ³ ч ⁰ С	L, по нормативному док м	t, °С	Q _{отак} Гкал/ч	Q ₀ ^Г Гкал	Q _{ГВС} Гкал /ч	Q _{ГВС} ^Г Гкал
16	75	0,92	15	20	3,455 x10 ⁻³	0,038	-	-
17	75	0,92	16	20	3,462 x10 ⁻³	0,038	-	-
18	75	0,92	22.7	20	3,507 x10 ⁻³	0,039	-	-
19	75	0,92	18.7	20	3,481 x10 ⁻³	0,039	-	-
20	84	0,92	9.8	20	3,821 x10 ⁻³	0,042	-	-
21	84	0,92	45.8	20	4,063 x10 ⁻³	0,045	-	-
22	122	0,898	62	20	5,867 x10 ⁻³	0,065	-	-
23	600	0,682	3	21	0,023	0,254	-	-
24	53	0,92	50	14	2,278 x10 ⁻³	0,025	-	-
25	48	0,92	16	14	1,965 x10 ⁻³	0,022	-	-
26	246	0,8016	14.3	20	9,858 x10 ⁻³	0,11	-	-
27	246	0,8016	14.3	20	9,858 x10 ⁻³	0,11	-	-
28	246	0,8016	14.3	20	9,858 x10 ⁻³	0,11	-	-
29	246	0,8016	14.8	20	9,869 x10 ⁻³	0,11	-	-
30	246	0,8016	14.9	20	9,871 x10 ⁻³	0,037	-	-
31	122	0,898	8.2	20	5,393 x10 ⁻³	0,06	-	-
32	122	0,898	26.5	20	5,605 x10 ⁻³	0,062	-	-
33	122	0,898	56.8	20	5,834 x10 ⁻³	0,065	-	-
34	56	0,92	43.3	20	2,7 x10 ⁻³	0,03	-	-

№ здания	V, м ³	q, ккал/м ³ °С	L, по нормативному док м	t, °С	Q _{отак} Гкал/ч	Q ₀ ^Г Гкал	Q _{ГВС} Гкал/ч	Q _{ГВС} ^Г Гкал
35	56	0,92	65.3	20	2,768 x10 ⁻³	0,031	-	-
36	75	0,92	13.4	20	3,442 x10 ⁻³	0,038	-	-
37	680	0,682	120.4	20	0,026	0,29	-	-
38	84	0,92	11	20	3,833 x10 ⁻³	0,043	-	-
39	84	0,92	11	20	3,833 x10 ⁻³	0,043	-	-
40	300	0,78	63.6	20	0,013	0,139	-	-
41	680	0,682	37.9	20	0,024	0,268	2,597 x10 ⁻³	20,819
42	680	0,682	102	20	0,026	0,286	-	-
43	342	0,7632	13.2	21	0,013	0,147	1,188 x10 ⁻³	9,519
44	48	0,92	157.5	17	2,395 x10 ⁻³	0,027	-	-
45	680	0,682	10.8	20	0,023	0,255	-	-
46	122	0,898	9.3	20	5,41 x10 ⁻³	0,06	-	-
47	122	0,898	9.3	20	5,41 x10 ⁻³	0,06	-	-
48	680	0,682	18	20	0,023	0,26	-	-
49	680	0,682	30	20	0,024	0,265	-	-
50	680	0,682	21	20	3,317 x10 ⁻³	0,037	-	-
51	680	0,682	10	20	0,023	0,255	-	-

№ здания	V, м ³	q, ккал/м ³ °С	L, по нормативному докум	t, °С	Q _{отак} Гкал/ч	Q ₀ ^Г Гкал	Q _{ГВС} Гкал/ч	Q _{ГВС} ^Г Гкал
52	680	0,682	10	20	0,023	0,255	-	-
53	680	0,682	19	20	0,023	0,26	-	-
54	680	0,682	18	20	0,023	0,26	-	-
55	680	0,682	22	20	0,024	0,262	-	-
56	680	0,682	9	20	0,031	0,343	-	-
57	49	0,92	3	14	1,935 x10 ⁻³	0,021	-	-
58	246	0,8016	29	20	0,01	0,113	-	-
59	246	0,8016	9	20	9,729 x10 ⁻³	0,108	-	-
60	246	0,8016	9	20	9,729 x10 ⁻³	0,108	-	-

4 ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ СЕТИ

Гидравлический расчет – один из важнейших разделов проектирования и эксплуатации тепловой сети.

При проектировании в гидравлический расчет входят следующие задачи:

- 1) определение диаметров трубопровода;
- 2) определение падения давления (напора);
- 3) определение 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.

В некоторых случаях может быть поставлена также задача определения пропускной способности трубопроводов при известном их диаметре и заданной потере давления.

Результаты гидравлического расчета дают следующий исходный материал:

- 1) для определения капиталовложений, расхода металла (труб) и основного объема работ по сооружению тепловой сети;
- 2) выяснения условий работы источников теплоты, тепловой сети и абонентских систем и выбора схем присоединения теплопотребляющих установок к тепловой сети;
- 3) разработки режимов эксплуатации систем теплоснабжения.

Для проведения гидравлического расчета должны быть заданы схема и профиль тепловой сети, указаны размещения источников теплоты и потребителей и расчетные нагрузки.

Для проведения гидравлического расчета необходимо разбить тепловую сеть на участки, а затем для каждого из них определить тепловые нагрузки на отопление и горячее водоснабжение [3].

Расчетный расход теплоносителя на отопление, кг/с:

$$G_o^{\max} = \frac{Q_o^{\max}}{c \cdot (\tau_1' - \tau_2')}, \quad (7)$$

где c – теплоемкость воды;

τ_1', τ_2' - текущие температуры в подающем трубопроводе тепловой сети и обратном трубопроводе после системы отопления, $^{\circ}\text{C}$.

Расход теплоносителя на горячее водоснабжение, кг/с:

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

4.1 Предварительный гидравлический расчет

Предварительный гидравлический расчет выполняется без учета потерь в местных сопротивлениях.

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

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

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

$d_{\text{вн}}$ - внутренний диаметр, м;

$R_{\text{уд}}$ – удельные потери, Па/м.

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

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

Предварительный гидравлический расчет сводится в таблицу 4.

Таблица 4 – Предварительный гидравлический расчет

№ участка	Расчётные расходы теплоносителя, кг/с			l, м	d _{вн} , мм	R _{уд} , Па/м	R _{уд} x l, Па
	G _{от}	G _{гвс}	G _{сум}				
1	2	3	4	5	6	7	8
74	0,043	-	0,043	51	0,024	6,362	8
75	0,043	-	0,043	40	0,024	6,362	7
76	0,085	-	0,085	120	0,029	6,963	11
77	0,128	-	0,128	91	0,034	4,855	11
78	0,213	-	0,213	102	0,041	4,18	11
79	0,254	-	0,254	5	0,051	1,5	5
80	0,467	-	0,467	38	0,061	5,069	7
81	0,297	0,297	0,297	7	0,054	2,051	5
82	0,139	-	0,139	63,6	0,036	5,784	9
83	0,341	-	0,341	160	0,055	2,699	12
84	0,161	0,161	0,161	14	0,042	7,667	6
85	0,501	-	0,501	158	0,056	5,842	12
86	0,027	-	0,027	3	0,022	2,484	5
87	0,528	-	0,528	158	0,057	6,478	12
88	0,255	-	0,255	11	0,05	6,015	6
89	0,783	-	0,783	80	0,069	4,796	10
90	0,06	-	0,06	9,3	0,03	3,467	5
91	0,06	-	0,06	9,3	0,03	3,467	5
92	0,213	-	0,213	18	0,046	4,18	6
93	0,26	-	0,26	9	0,052	1,567	5
94	0,473	-	0,473	30	0,061	5,192	7
95	0,265	-	0,265	9	0,052	1,634	5
96	0,738	-	0,738	28	0,074	4,253	6
97	0,037	-	0,037	9	0,025	4,922	5
98	0,775	-	0,775	25	0,076	4,696	6

№ участка	Расчётные расходы теплоносителя, кг/с			l, м	d _{вн} , мм	R _{уд} , Па/м	R _{уд} × l, Па
	G _{от}	G _{гвс}	G _{сум}				
99	0,51	-	0,51	40	0,063	6,043	7
100	0,255	-	0,255	10	0,044	5,99	11
101	0,255	-	0,255	28	0,05	5,99	6
102	1,285	-	1,285	19	0,092	3,999	6
103	0,26	-	0,26	9	0,052	1,573	5
104	1,545	-	1,545	31	0,095	5,782	7
105	0,26	-	0,26	9	0,052	1,567	5
106	1,805	-	1,805	32	0,101	1,375	7
107	0,262	-	0,262	9	0,052	1,591	5
108	2,066	-	2,066	83,9	0,1	1,839	10
109	0,343	-	0,343	9	0,057	2,734	5
110	2,409	-	2,409	60	0,11	2,975	8
111	0,021	-	0,021	9	0,02	5,231	5
112	2,431	-	2,431	18	0,117	1,703	6
113	0,108	-	0,108	9	0,037	3,476	5
114	0,113	-	0,113	29	0,036	3,768	6
115	0,221	-	0,221	30	0,047	4,487	6
116	0,108	-	0,108	9	0,037	3,476	5
117	0,329	-	0,329	224	0,047	9,962	13

где l – длина участка, м;

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

4.2 Уточненный гидравлический расчет

Уточненный гидравлический расчет сводится в таблицу 5.

Результаты расчета сведены в таблицу 5.

Таблица 5 – Уточненный гидравлический расчет

№ участка	G _{сум} , кг/с	l, м	l _э , м	l+l _э , м	d _{вн} , мм	R _{уд} , Па/м	H, Па
1	2	3	4	5	6	7	8
74	0,043	51	10,2	61,2	0,024	6,362	0,04

№ участка	G _{сум} , кг/с	l, м	l ₃ , м	l+l ₃ , м	d _{вн} , мм	R _{уд} , Па/м	H, Па
75	0,043	40	8	48	0,024	6,362	0,031
76	0,085	120	24	144	0,029	6,963	0,102
77	0,128	91	18,2	109,2	0,034	4,855	0,054
78	0,213	102	20,4	122,4	0,041	4,18	0,052
79	0,254	5	1	6	0,051	1,5	9,175 x10 ⁻⁴
80	0,467	38	7,6	45,6	0,061	5,069	1,756 x10 ⁻³
81	0,297	7	1,4	8,4	0,054	2,051	1,756 x10 ⁻³
82	0,139	63,6	12,72	76,32	0,036	5,784	0,045
83	0,341	160	32	192	0,055	2,699	0,053
84	0,161	14	2,8	16,8	0,042	7,667	0,013
85	0,501	158	31,6	189,6	0,056	5,842	0,113
86	0,027	3	0,6	3,6	0,022	2,484	9,116 x10 ⁻⁴
87	0,528	158	31,6	189,6	0,057	6,478	0,125
88	0,255	11	2,2	13,2	0,05	6,015	8,093 x10 ⁻³
89	0,783	80	16	96	0,069	4,796	0,047
90	0,06	9,3	1,86	11,16	0,03	3,467	3,945x10 ⁻³
91	0,06	9,3	1,86	11,16	0,03	3,467	3,945x10 ⁻³
92	0,213	18	3,6	21,6	0,046	4,18	9,203x10 ⁻³
93	0,26	9	1,8	10,8	0,052	1,567	1,725x10 ⁻³
94	0,473	30	6	36	0,061	5,192	0,019
95	0,265	9	1,8	10,8	0,052	1,634	1,799 x10 ⁻³
96	0,738	28	5,6	33,6	0,074	4,253	0,015
97	0,037	9	1,8	10,8	0,025	4,922	5,418 x10 ⁻³
98	0,775	25	5	30	0,076	4,696	0,014
99	0,51	40	8	48	0,063	6,043	0,03
100	0,255	10	2	12	0,044	5,99	7,327 x10 ⁻³
101	0,255	28	5,6	33,6	0,05	5,99	0,021
102	1,285	19	3,8	22,8	0,092	3,999	9,295x10 ⁻³
103	0,26	9	1,8	10,8	0,052	1,573	1,732x10 ⁻³
104	1,545	31	6,2	37,2	0,095	5,782	0,022
105	0,26	9	1,8	10,8	0,052	1,567	1,725 x10 ⁻³
106	1,805	32	6,4	38,4	0,101	1,375	5,381x10 ⁻⁸
107	0,262	9	1,8	10,8	0,052	1,591	1,752x10 ⁻³
108	2,066	83,9	16,78	100,68	0,1	1,839	1,887x10 ⁴
109	0,343	9	1,8	10,8	0,057	2,734	3,01 x10 ⁻³

№ участка	$G_{\text{сум}}$, кг/с	l , м	l_3 , м	$l+l_3$, м	$d_{\text{вн}}$, мм	$R_{\text{уд}}$, Па/м	H , Па
110	2,409	60	12	72	0,11	2,975	$2,183 \times 10^3$
111	0,021	9	1,8	10,8	0,02	5,231	$5,759 \times 10^{-3}$
112	2,431	18	3,6	21,6	0,117	1,703	$3,75 \times 10^{-3}$
113	0,108	9	1,8	10,8	0,037	3,476	$3,826 \times 10^{-3}$
114	0,113	29	5,8	34,8	0,036	3,768	0,013
115	0,221	30	6	36	0,047	4,487	0,016
116	0,108	9	1,8	10,8	0,037	3,476	$3,826 \times 10^{-3}$
117	0,329	224	44,8	268,8	0,047	9,962	0,273

5 РАСЧЕТ ТЕПЛОВЫХ ПОТЕРЬ

Установление потерь тепла при транспорте теплоносителя представляет собой существенную проблему, итоги которой оказывают значительное воздействие на формирование тарифа тепловой энергии (ТЭ).

По этой причине понимание данной величины дает возможность правильного выбора мощности основного и главного оборудования, в окончательном счете, источника ТЭ.

Объем тепловых потерь при транспорте теплоносителя способен быть главным условием при выборе структуры системы теплоснабжения с вероятной её децентрализацией, подборе температурного графика ТС и др.

Установление настоящих тепловых потерь и сопоставление их с нормативными значениями дает возможность аргументировать результативность выполнения работ по модернизации ТС с возможностью замены трубопроводов и/или их изоляции [4].

Нормативные значения потерь теплоносителя за год с его нормируемой утечкой, м^3 , определяются по формуле:

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

где a - норма среднегодовой утечки теплоносителя, $\text{м}^3/\text{ч} \cdot \text{м}^3$, установленная правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей, а также правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок, в пределах 0,25% среднегодовой емкости трубопроводов тепловых сетей в час;

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$\tau_{\text{зан}}$ - температура воды, используемой для заполнения, °С;

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

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

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

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

L - длина участка трубопроводов тепловой сети, м;

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

Результаты расчета тепловых потерь сведены в таблицу 6.

Таблица 6 - Расчет тепловых потерь

№ участка	Часовые тепловые потери $Q_{из.н.год}$, Гкал/ч	β	Количество часов работы, час	$G_{ут.н}$, М ³	$Q_{зап}$, Гкал/ч	$Q_{зап}$	l, м
74	$2,659 \times 10^{-3}$	1,15	8760	1,854	0,227	6.907×10^{-3}	51
75	$2,174 \times 10^{-3}$	1,15	8760	1,454	0,178	$5,417 \times 10^{-3}$	40
76	0,011	1,15	8760	4,194	0,514	-	120
77	$8,556 \times 10^{-3}$	1,15	8760	3,181	0,39	-	91
78	$5,569 \times 10^{-3}$	1,15	8760	3,812	0,467	0,014	102
79	$2,663 \times 10^{-4}$	1,15	8760	0,528	0,065	$1,966 \times 10^{-3}$	5
80	$2,075 \times 10^{-3}$	1,15	8760	3,857	0,473	0,014	38
81	$3,728 \times 10^{-4}$	1,15	8760	0,64	0,283	$2,384 \times 10^{-3}$	7
82	$6,57 \times 10^{-3}$	1,15	8760	2,312	0,283	-	63,6
83	$8,521 \times 10^{-3}$	1,15	8760	14,089	1,727	0,052	160

№ участка	Часовые тепловые потери $Q_{из.н.зод}$, Гкал/ч	β	Количество часов работы, час	$G_{ут.н}$, М ³	$Q_{зан}$, Гкал/ч	$Q_{зан}$	l, м
84	$7,644 \times 10^{-4}$	1,15	8760	0,489	0,06	$1,823 \times 10^{-3}$	14
85	$8,415 \times 10^{-3}$	1,15	8760	13,382	1,64	0,05	158
86	$1,638 \times 10^{-4}$	1,15	8760	0,109	0,013	$4,063 \times 10^{-4}$	3
87	$8,587 \times 10^{-3}$	1,15	8760	12,852	1,575	0,048	158
88	$5,724 \times 10^{-4}$	1,15	8760	0,431	0,053	$1,604 \times 10^{-3}$	11
89	$6,157 \times 10^{-3}$	1,15	8760	3,549	0,435	-	80
90	$4,848 \times 10^{-4}$	1,15	8760	0,338	0,041	$1,26 \times 10^{-3}$	9,3
91	$5,054 \times 10^{-4}$	1,15	8760	0,338	0,041	$1,26 \times 10^{-3}$	9,3
92	$9,783 \times 10^{-4}$	1,15	8760	0,649	0,079	$2,416 \times 10^{-3}$	18
93	$4,914 \times 10^{-4}$	1,15	8760	0,918	0,113	$3,422 \times 10^{-3}$	9
94	$1,564 \times 10^{-3}$	1,15	8760	3,045	0,373	0,011	30
95	$4,914 \times 10^{-4}$	1,15	8760	0,918	0,113	$3,422 \times 10^{-3}$	9
96	$1,522 \times 10^{-3}$	1,15	8760	3,569	0,437	0,013	28
97	$4,802 \times 10^{-4}$	1,15	8760	0,327	0,04	$1,219 \times 10^{-3}$	9
98	$1,359 \times 10^{-3}$	1,15	8760	2,998	0,367	0,011	25
99	$2,065 \times 10^{-3}$	1,15	8760	2,447	0,3	$9,117 \times 10^{-3}$	40
100	$5,267 \times 10^{-4}$	1,15	8760	0,38	0,047	$1,417 \times 10^{-3}$	10
101	$1,46 \times 10^{-3}$	1,15	8760	1,096	0,134	$4,084 \times 10^{-3}$	28
102	$1,001 \times 10^{-3}$	1,15	8760	3,259	0,399	0,012	19
103	$4,692 \times 10^{-4}$	1,15	8760	0,918	0,113	$3,422 \times 10^{-3}$	9
104	$1,651 \times 10^{-3}$	1,15	8760	4,98	0,61	0,019	31
105	$4,891 \times 10^{-4}$	1,15	8760	0,918	0,113	$3,422 \times 10^{-3}$	9
106	$1,668 \times 10^{-3}$	1,15	8760	10,187	1,249	0,038	32
107	$4,891 \times 10^{-4}$	1,15	8760	0,918	0,113	$3,422 \times 10^{-3}$	9
108	$4,468 \times 10^{-3}$	1,15	8760	18,047	2,212	0,067	83,9

№ участка	Часовые тепловые потери $Q_{из.н.год}$, Гкал/ч	β	Количество часов работы, час	$G_{ут.н}$, М ³	$Q_{зан}$, Гкал/ч	$Q_{зан}$	l, м
109	$4,891 \times 10^{-4}$	1,15	8760	0,761	0,093	$2,836 \times 10^{-3}$	9
110	$3,128 \times 10^{-3}$	1,15	8760	16,778	2,056	0,063	60
111	$4,891 \times 10^{-4}$	1,15	8760	0,327	0,04	$1,219 \times 10^{-3}$	9
112	$9,383 \times 10^{-4}$	1,15	8760	4,491	0,55	0,017	18
113	$4,891 \times 10^{-4}$	1,15	8760	0,327	0,04	0,067	9
114	$1,544 \times 10^{-3}$	1,15	8760	1,054	0,129	$2,836 \times 10^{-3}$	29
115	$1,63 \times 10^{-3}$	1,15	8760	1,073	0,131	0,063	30
116	$4,692 \times 10^{-4}$	1,15	8760	0,327	0,982	$1,219 \times 10^{-3}$	9
117	0,012	1,15	8760	8,01	0,982	0,017	224

6 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ КОТЕЛЬНОЙ

6.1 Выбор котлов

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

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

$$Q_{котельной} = 1,827064 + 1,003785 + 0,116 = 2,947 \text{ Гкал/час}$$

По полученному значению выбираем два котла марок КВм-0,93-95 с топкой ТШПм-1,45 и КВ 1.0 твердотопливный, технические характеристики которых представлены в таблице 7 и 8 [5].

Таблица 7 – Технические характеристики котла КВм-0,93-95 с топкой ТШПм-1,45

Технические характеристики	Значения
Теплопроизводительность, МВт (Гкал/ч)	0,93 (0,8)
Вид сжигаемого топлива	Уголь
Расход расчетного угля, кг/ч	180
Температура воды на входе в котел, °С	70
Температура воды на выходе из котла, °С	95 (115)
Расчетный КПД, %	81
Давление воды на входе в котел, МПа (кг/см ²)	0,6
Расход воды через котел, м ³ /ч	32
Водяной объем котла, м ³	0,89
Поверхность нагрева в котле, м ²	44
Объем топочной камеры, м ³	3,64
Масса котла, кг не более	2750

Таблица 8 – Технические характеристики котла КВ 1.0

Технические характеристики	Значения
Мощность, кВт	1000
Мощность, МВт	1
Мощность, Гкал	0,86
Отапливаемая площадь, м ²	10000
Отапливаемый объем, м ³	30000
Вид топлива	Уголь
Тяга	Уравновешенная
Низшая теплота сгорания топлива, кКал/кг	5230
КПД котла, не менее, %	80
Расход топлива, кг/ч	253
Расход условного топлива, кг/ч	188
Температура уходящих газов, °С	200
Расход теплоносителя среды, м ³ /ч	44
Температура воды, °С	70 - 95
Давление рабочей среды, МПа (кгс/см ²)	0,3 – 0,6 (3.0 – 6.0)
Гидравлическое сопротивление котла при перепаде температур 25°С, МПа (кгс/см ²)	0.07 (0.7)
Аэродинамическое сопротивление, Па (мм. вод. ст.)	60
Габаритные размеры котельного блока, длина*ширина*высота, мм	3335*1780*2240

Котел КВм-0,93-95 предназначен для работы в системах централизованного теплоснабжения и обеспечения ГВС с подогревом воды в котле от 70 °С до 115 °С с принудительной циркуляцией воды при рабочем давлении 0,6 МПа (6,0 кгс/см²) и с уравновешенной тягой, которую обеспечивают вентилятор и дымосос [6].

Котел имеет горизонтальную компоновку. Топочная камера котла экранируется газоплотными панелями, выполненными из труб $\text{AE}48 \times 3,5$ с шагом 80 мм. Конвективные поверхности нагрева располагаются в двух горизонтальных газоходах над топочной камерой. Конвективные пакеты выполняются из труб $\text{AE}48 \times 3,5$ мм с продольным шагом 75 мм, и поперечным шагом 100 мм. Для визуального осмотра и механической очистки конвективных газоходов на котле предусмотрена съемная панель. Котел КВм-0,93-95КБ комплектуется механической топкой ТШПм 1,45, запорно-регулирующей арматурой, термометрами и манометрами. Специально организованная гидравлическая схема котлов обеспечивает оптимальные скорости движения воды, это снижает процесс накипеобразования на внутренней поверхности труб, что является не маловажным фактором в продолжительности работы котла.

Конструкция топочной камеры котлоагрегата позволяет обеспечить более полное выгорание топлива и снизить температуру газов на выходе из нее до 6000C , что значительно ниже температуры деформации золы, поэтому зола покидает топку котла уже в затвердевшем состоянии, что исключает возможность твердого зашлаковывания конвективных поверхностей нагрева.

В газоходах выбраны скорости газов, которые обеспечивают условия самообдувки и самоочистки конвективных поверхностей и обеспечивают высокую эффективность теплообмена на протяжении всего срока эксплуатации котла. Для механической очистки конвективных пакетов предусмотрены съемные прочистные люки, расположенные сверху на котле. Транспортирование котла может осуществляться всеми видами транспорта, как одним транспортабельным блоком на опорной раме в изоляции и обшивке, так и отдельно от рамы, либо «россыпью» с монтажом на месте Заказчика. За счет блочности котла и легко снимаемой обшивки, увеличивается его ремонтпригодность.

Котлы данной серии проектируются на предприятии ООО «АКС» на протяжении 15 лет, поэтому котлоагрегаты тщательно отработаны

конструктивно и технологически, проверены в длительной эксплуатации, что позволяет говорить о их высокой надежности.

Для замены шурующей планки топки механической предусмотрен люк, который располагается на задней стенке кирпичного фундамента котла. Полость люка закладывается шамотным кирпичом без раствора для возможности легкого демонтажа. С наружной стороны люк закрывается крышкой для исключения присосов воздуха в топочную камеру котла.

Котел КВ 1.0 твердотопливный предназначен для отопления и горячего водоснабжения. Устанавливается в котельных с ручными топками. Котел работает с принудительной циркуляцией и имеет повышенную устойчивость от накипеобразования и перегрева трубной системы. Отапливаемый объем 30000 м³, температура нагрева воды до 115° С, рабочее давление 3-6 МПа. Основной вид топлива - каменный и бурый уголь. Резервный вид топлива дрова.

Основные характеристики котла КВ 1.0 твердотопливного:

- 1) высокий КПД и экономичность;
- 2) минимальные требования к качеству питательной воды;
- 3) повышенная надежность от перегрева;
- 4) быстрый выход на мощность;
- 5) удобство эксплуатации и обслуживания.

Котел КВ 1.0 твердотопливный изготавливается моноблоком - блок котла и ручная топка. В передней части котла располагается ручная колосниковая топка с зольником. Блок котла состоит из из трубной системы (радиационной и конвективной поверхности нагрева), опорной рамы и каркаса с теплоизоляционными материалами, обшитого листовой сталью.

Котел КВ 1.0 твердотопливный имеет минимальные требования к качеству питательной воды. Конструкция котла КВ 1,0 твердотопливного обеспечивает высокий КПД. Оптимальны данные котлы для каменных углей, так и для бурых углей. В котле максимально минимизированы потери с механическим и химическим недожогом топлива, с температурой уходящих газов и через ограждающие поверхности. Большой объем топочной камеры и ее

оптимальная высота обеспечивают полное прогорание топлива, мельчайшие частицы топлива выносимые в топочный объем, успевают полностью прогореть. Провал образующихся золы и шлака происходит в зольный короб под колосниками [7].

Топочная камера котла КВ 1,0 твердотопливного состоит из труб Ø 57x3,5 мм и выполнена газоплотной путем плавникового оребрения. Конвективная поверхность нагрева состоит из пакетов выполненных из труб Ø 57x3,5 мм, для интенсификации теплообмена трубы пакетов расположены в шахматном порядке. Газы в конвективной части делают два хода и выходят через газосход в верхней части задней стенки котла. В газоплотной части котельного блока изоляция выполнена облегченной из плит ПТЭ. В негазоплотной части котельного блока теплоизоляция выполнена из муллитокремнеземистого картона и войлока. Обшивка водогрейных котлов выполнена из стальных листов. Для очистки конвективных поверхностей нагрева от сажистых и золовых отложений предусмотрены люки.

Изоляция котла обеспечивает температуру наружной стенки не более 30 °С, выполняется из плит ПТЭ, устанавливаемых на трубную систему, обшитых сверху стальным листом.

7 ОРГАНИЗАЦИОННО – ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Для определения срока окупаемости строительства (теплоснабжения) магистрали тепловой сети в жилых районах необходимо посчитать абсолютные и удельные капитальные вложения в данный проект.

Расчеты будем производить из следующих данных:

- расчетный суммарный часовой расход сетевой воды $G_p^ч = 40,258$ кг/с
 $= 144,929$ т/ч;
- годовые потери тепла $Q_{тп}^{год} = 431,08$ ГДж/год;
- температурный график тепловых сетей $95 - 70^{\circ}\text{C}$.

Для начала определим расчетное часовое количество тепловой энергии $Q_p^ч$ (ГДж/год), отдаваемой потребителям участка тепловой сети по формуле:

$$Q_p^ч = G_p^ч \cdot c(\tau_1 - \tau_2) \cdot 10^{-3}, \text{ ГДж/ч} \quad (16)$$

где $G_p^ч$ – расчетный суммарный часовой расход сетевой воды, т/ч;
 τ_1, τ_2 – температура воды в подающем и обратном трубопроводах, $^{\circ}\text{C}$;
 c – удельная теплоемкость воды; $c=4,19$ кДж/(кг $\cdot^{\circ}\text{C}$).

$$Q_p^ч = 144.929 \cdot 4.19 \cdot (95 - 70) \cdot 10^{-3} = 15.187$$

Определим часовую нагрузку за отопительный период $Q_{ср}^ч$ (ГДж/ч) по формуле:

$$Q_{ср}^ч = Q_p^ч (\tau_{ср1} - \tau_{ср2}) / (\tau_1 - \tau_2), \text{ ГДж/ч} \quad (17)$$

где $\tau_{ср1}, \tau_{ср2}$ – среднегодовые температуры теплоносителя в зависимости от температурного графика, $^{\circ}\text{C}$;

$$Q_{ср}^ч = \frac{15.187 \cdot (75 - 45)}{95 - 70} = 18.2444$$

Годовой расход тепловой энергии на теплофикационные нужды $Q^Г$ (ГДж/год) рассчитаем по формуле:

$$Q^Г = Q_{ср}^ч \cdot h_{отоп}, \text{ ГДж/год} \quad (18)$$

где $h_{отоп}$ – продолжительность отопительного периода, ч; принимается по нормативному документу.

$$Q^Г = 18.2244 \cdot 230 \cdot 24 = 357845,04$$

Удельные потери тепла $q_{пот}$ (%) рассчитаем по формуле:

$$q_{пот} = \frac{Q_{тп}^{год}}{Q^Г} \cdot 100\% \quad (19)$$

где $Q_{тп}^{год}$ – годовые потери тепла, ГДж/год.

$$ЗП_{осн} = (ЗП_{прям} + ЗП_{прем} + ЗП_{дп}) \cdot K_p,$$

7.1 Эксплуатационные затраты

Основная заработная плата

Прямой фонд $ЗП_{прям}$ (руб.) основных рабочих рассчитывается по формуле:

$$ЗП_{прям} = \text{Окл} \cdot Ч_p \cdot K_{тп} \cdot 12 \text{ мес, руб} \quad (20)$$

где Окл – оклад рабочих, принимается 4500 руб.;

$Ч_p$ – численность персонала в одном ТП, принимается 5 чел.;

$K_{тп}$ – количество тепловых пунктов = 4.

$$ЗП_{прям} = 4500 \cdot 5 \cdot 4 \cdot 12 = 1080000$$

Затраты на основную заработную плату $ЗП_{осн}$ производственных рабочих, кроме прямой, включают доплаты по премиальным системам и выплаты по районному коэффициенту [8]:

$$ЗП_{осн} = (ЗП_{прям} + ЗП_{прем} + ЗП_{дп}) \cdot K_p, \text{ руб} \quad (21)$$

где $ЗП_{прем}$ – фонд премии = 50% от $ЗП_{прям}$;

$ЗП_{дп}$ – фонд доплат = 40% от $ЗП_{прям}$;

K_p – районный коэффициент, по г. Сковородино = 1,5

$$ЗП_{осн} = (1080000 + (0,5 \cdot 1080000) + (0,4 \cdot 1080000)) \cdot 1,5 = 3078000$$

7.2 Дополнительная зарплата

Оплата отпусков, льгот и т.д. относится к статье «Дополнительная заработная плата». $ЗП_{доп}$ определяем по формуле:

$$ЗП_{доп} = ЗП_{осн} \cdot n, \text{ руб} \quad (22)$$

где n – принятый процент дополнительной ЗП = 15%

$$ЗП_{доп} = 3078000 \cdot 0,15 = 461700$$

Общий фонд $ЗП_{общ}$ равен:

$$ЗП_{общ} = ЗП_{осн} + ЗП_{доп}, \text{ руб} \quad (23)$$

$$ЗП_{общ} = 3078000 + 461700 = 3539700$$

7.3 Отчисления на социальные нужды

Обязательные отчисления в государственные внебюджетные фонды – Пенсионный Фонд – 20 %, Фонд социального страхования – 2,9 %, Фонд обязательного медицинского страхования – 3,1% и Фонд социального страхования от несчастных случаев – 0,4 % [9].

Размер всех этих отчислений равен:

$$\text{Отч} = \frac{3\text{П}_{\text{общ}} \cdot (\text{ПФ} + \text{ФСС} + \text{ФОМС} + \text{ФССНС})}{100}, \text{ руб} \quad (24)$$

$$\text{Отч} = \frac{3539700 \cdot 26,4}{100} = 934480,8$$

Годовые амортизационные отчисления I_a (тыс.руб./год) зависят от нормы амортизации на реновацию и от вложений капитала определим по формуле:

$$I_a = \frac{N_a^{\text{рен}} \cdot K}{100}, \text{ тыс.руб./год} \quad (25)$$

где $N_a^{\text{рен}}$ – годовая норма амортизации на реновацию, 4,6 %.

$$I_a = \frac{4,6 \cdot 20340,2}{100} = 935$$

Ремонты могут выполняться хозяйственным способом и с помощью подрядных организаций.

Стоимость ремонтов, выполняемых хозспособом $I_{\text{рем}}^{\text{хоз.сп}}$ (тыс.руб./год) рассчитаем по формуле:

$$I_{\text{рем}}^{\text{подр}} = \frac{1,3 \cdot 0,788 \cdot 8,9 \cdot 20340,2}{100} = 1855,62, \text{ тыс.руб./год} \quad (26)$$

где $N^{\text{рем}}$ – норматив отчислений на ремонт, в процентах от капиталовложений в участок сети = 8,9%.

$\alpha_{\text{хоз.сп}}$ – доля ремонтов, выполняемых хозспособом = 0,22%

$$I_{\text{рем}}^{\text{хоз.сп}} = \frac{0,22 \cdot 8,9 \cdot 20340,2}{100} = 398,26$$

Стоимость ремонтов, выполняемых подрядным способом $I_{\text{рем}}^{\text{подр}}$ (тыс.руб./год) рассчитаем по формуле:

$$I_{\text{рем}}^{\text{подр}} = \frac{1,3 \cdot \alpha_{\text{подр}} \cdot N^{\text{рем}} \cdot K}{100}, \text{ тыс.руб./год} \quad (27)$$

где 1,3 – коэффициент, учитывающий накладные расходы при подрядном способе выполнения ремонтов;

$\alpha_{\text{подр}}$ – доля ремонтов, выполняемых подрядным способом, $\alpha_{\text{подр}} = 1 - \alpha_{\text{хоз.сп.}}$

$$I_{\text{рем}}^{\text{подр}} = \frac{1,3 \cdot 0,788 \cdot 9 \cdot 20340,2}{100} = 1855,62$$

Годовые отчисления на ремонт и техническое обслуживание $I_{\text{рем}}$ (тыс.руб./год) определим по формуле:

$$I_{\text{рем}} = I_{\text{рем}}^{\text{хоз.сп}} + I_{\text{рем}}^{\text{подр}}, \text{ тыс.руб./год} \quad (28)$$

$$I_{\text{тп}} = 54,5 \cdot 431,08 \cdot 1,16 \cdot 10^{-3} = 27,25$$

Стоимость тепловых потерь $I_{\text{тп}}$ (тыс.руб./год) рассчитаем по формуле:

$$I_{\text{тп}} = C_{\text{т.э}} \cdot Q_{\text{тп}}^{\text{год}} \cdot k_{\text{и}}^{\text{тепл}} \cdot 10^{-3}, \text{ тыс.руб./год} \quad (29)$$

где $C_{\text{т.э}}$ – цена (тариф) на тепловую энергию у производителя тепловой энергии, руб./ГДж;

$Q_{\text{тп}}^{\text{год}}$ – годовые потери тепла, ГДж/год;

$k_{\text{и}}^{\text{тепл}}$ – коэффициент инфляции по тепловой энергии $k_{\text{и}}^{\text{тепл}} = 1,16$

$$I_{\text{тп}} = 54,5 \cdot 25993,78 \cdot 1,16 \cdot 10^{-3} = 1643,32$$

Рассчитаем капитальные вложения и приведем сметную стоимость тепломеханического оборудования [10].

Таблица 9 - Сметная стоимость теплотехнического оборудования

Элемент сети	Кол-во, шт	Стоимость, руб.
1	2	3
Котел КВМ-0,93-95 с топкой ТШПМ-1,45	1	620000
КВ 1.0 твердотопливный	1	400000
Итого		1020000

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

$$K_{\sum \text{кот}} = K_{\text{обор.к}} + K_{\text{ср.к}} + K_{\text{мр.к}}, \quad (30)$$

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

$K_{\text{ср.к}}$ - строительные работы, тыс. руб.

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

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

$$\begin{aligned} I_{\text{экс}} &= 935 + 1835.62 + 398.26 + 1643.32 + 2233.8 + 934480.8 + 2070909.09 \\ &= 3012435.89 \text{ руб.} \end{aligned}$$

Эксплуатационные затраты на амортизацию, ремонт, техническое обслуживание и тепловые потери при транспортировке теплоносителя и оборудования $I_{\text{экс}}$ (тыс.руб./год) определим по формуле:

$$I_{\text{экс}} = I_{\text{а}} + I_{\text{рем}} + I_{\text{тп}} + 3\Pi_{\text{осн}} + 3\Pi_{\text{доп}} + \text{Отч} + \text{Эл}, \text{ тыс.руб./год.} \quad (31)$$

$$I_{\text{экс}} = 935 + 1835.62 + 398.26 + 1643.32 + 2233.8 + 934480.8 + 2070909.09 = 3012435.89$$

7.4 Оценка эффективности системы теплоснабжения

Выручка В от реализации Теловой энергии равна [11]:

$$B = \frac{105598.69 \cdot 605.64}{4,187} = 15274609.7, \text{ руб.} \quad (32)$$

где Q_T – годовой расход тепловой энергии ГДж/год;

605.64, руб. цена тепловой энергии с НДС за 1 Гкал по данным ПАО (ДЭК).

$$B = \frac{105598.69 \cdot 605.64}{4,187} = 15274609.7$$

Срок окупаемости $T_{\text{ок}}$ рассчитывается по формуле:

$$T_{\text{ок}} = \frac{20340200}{15274609.7 - 3012435.89} = 2.06 \text{ год} \quad (32)$$

где К – абсолютные капиталовложения.

$$T_{\text{ок}} = \frac{20340200}{15274609.7 - 3012435.89} = 2.06$$

В энергетике нормативный срок окупаемости $T_{\text{ок н}} = 4,5$ года, $T_{\text{ок н}} > T_{\text{ок}}$, значит капитальные вложения с экономической точки зрения целесообразны.

Рентабельность выработки тепловой энергии рассчитаем по формуле:

$$P = \frac{(B - I_{\text{экс}}) \cdot 100}{I_{\text{экс}}} \quad (33)$$

$$P = \frac{(15274609.7 - 3012435.89) \cdot 100}{3012435.89} = 40.7$$

Таким образом, предлагаемый проект участка системы теплоснабжения является эффективным. Об этом свидетельствуют следующие показатели:

- рентабельность продукции равна 40.7.
- срок окупаемости равен 2.06 года.

8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

8.1 Безопасность

Под испытаниями тепловых сетей на гидравлические потери (испытаниями) необходимо подразумевать совокупность организационных и технических мероприятий по установлению фактических гидравлических характеристик трубопроводов для всей тепловой сети.

Основными гидравлическими характеристиками трубопроводов являются:

- гидравлическое сопротивление трубопровода S , $(\text{м}^3/\text{ч}^2)/\text{м}^6$;
- эквивалентная шероховатость внутренней поверхности трубопровода K_{Σ} ,

мм.

Определение гидравлических характеристик производится на основании измерений потерь напора при известных значениях расходов воды по участкам тепловой сети и принимаемых по справочным данным значениях коэффициентов местных гидравлических сопротивлений [12].

Участком тепловой сети является участок трубопровода постоянного диаметра по подающей или обратной линиям, характеризующийся одинаковым по длине расходом сетевой воды. Определение расходов воды по участкам производится либо путем непосредственных измерений, либо суммированием расходов воды на присоединенные в соответствии со схемой тепловой сети абонентские вводы. Замеры затрат воды выполняются платными приборами, установленными на источнике тепла, а также расходомерными приборами, входящими в состав аттестованных узлов учета абонентских вводов. При отсутствии указанных измерительных приборов и на промежуточных участках расходы воды измеряются при помощи ультразвуковых расходомеров с накладными датчиками. Для измерения расходов могут использоваться приборы с величиной основной приведенной погрешности не более 2,5 %.

Определение давлений производится деформационными манометрами или другими датчиками давления классом точности не ниже 0,4. Измерения температуры должны проводиться с точностью до 1 °С.

Все измерительные приборы, используемые при проведении испытаний, должны быть метрологически аттестованы.

Испытания включают в себя подготовку, проведение и анализ полученных результатов. В период подготовки определяются исходные данные по тепловой сети, разрабатывается и согласовывается программа проведения измерений. Непосредственно испытания проводятся в два этапа.

На первом этапе с целью предварительной оценки соответствия гидравлических характеристик участков трубопроводов сети их расчетным значениям при условии стабильного гидравлического режима производятся измерения давлений на источнике тепла и в контрольных точках, а также расходов воды на источнике и абонентских вводах, оборудованных аттестованными узлами учета.

При расходах воды, соответствующих периоду измерений, и гидравлических характеристиках участков, принимаемых по справочным данным или по результатам предыдущих испытаний, производится расчет напоров в узлах сети и соответствующих потерь напора на участках, которые сопоставляются с потерями напора, полученными на основании измерений давлений в контрольных точках. Делается расчет фактических гидравлических характеристик трубопроводов, и по результатам сопоставления определяются участки сети, фактические потери напора на которых значительно отличаются от расчетных значений.

На втором этапе измеряются расходы и потери, напора непосредственно на выявленных участках с целью более точного определения их гидравлических характеристик.

По результатам испытаний составляется таблица, в которой для каждого участка испытываемой сети должны быть указаны полученные значения эквивалентной шероховатости и гидравлического сопротивления.

Испытания проводятся при фактических эксплуатационных режимах без отключения потребителей.

При наличии в тепловой сети нескольких магистралей испытания могут проводить отдельно для каждой из них при закрытых задвижках на перемычках между магистралями. На период измерений должны быть также закрыты задвижки на перемычках, образующих кольца в испытываемой сети. При недостаточном количестве измерительной аппаратуры требуемого класса могут быть проведены испытания отдельно по подающей и обратной линиям. [13].

Предпочтительно проводить испытания в осенний или весенний периоды отопительного сезона при наибольших расходах воды в сети. Полученные по результатам испытаний данные используются при планировании ремонтных работ, разработке гидравлических режимов сети для условий нормальной эксплуатации и при аварийных ситуациях, а также для обоснования затрат электроэнергии на перекачку теплоносителя. Эти данные являются также основанием для составления энергетической характеристики тепловой сети по показателю удельного расхода электроэнергии на транспорт, теплоносителя, которая должна разрабатываться в соответствии с разделом 1.4 Правил Технической Эксплуатации, электрических станций и сетей «Контроль за эффективностью работы электростанций» (М.: Энергоатомиздат, 1989).

8.2 Подготовка к испытаниям

В период подготовки определяются исходные данные по тепловой сети, разрабатывается и согласовывается программа проведения измерений.

На основании исполнительной документации по тепловым сетям и по результатам визуального обследования составляются таблицы исходных данных по участкам испытываемой тепловой сети (магистрالی), в которых указываются [14]:

- наименование (номер) начального узла (камеры) участка;
- наименование его конечного узла;
- линия (подающая или обратная);
- геодезические отметки конечного узла;

- год прокладки;
- строительная длина, м;
- внутренний диаметр, мм;
- принимаемая величина эквивалентной шероховатости, мм;
- по каждому виду местных гидравлических сопротивлений - количество (шт.) и величина коэффициента;
- сумма коэффициентов местных гидравлических сопротивлений участка.

На основании информации служб присоединения и учета теплоснабжающей организации составляется таблица данных по абонентским вводам, присоединенным к испытываемой сети, в которой для каждого ввода указываются:

- наименование;
- расчетная суммарная тепловая нагрузка и ее структура [расчетные нагрузки отопления и вентиляции, а также средняя нагрузка горячего водоснабжения (ГВС)], МВт (Гкал/ч);
- расчетные расходы воды - суммарный на ввод и по каждому виду тепловой нагрузки, м³/ч;
- наличие аттестованного узла учета отпуска тепловой энергии с указанием мест установки расходомерных устройств и способа регистрации результатов измерения расходов;
- наличие манометров или преобразователей давления на подающей и обратной линиях, их тип и состояние.

В соответствии с оперативной схемой тепловых сетей с учетом данных из приведенных выше таблиц составляется расчетная схема испытываемой сети (магистральной), которая должна содержать следующие сведения:

- наименование камер;
- внутренние диаметры трубопроводов и длины участков по подающей и обратной линиям;
- места присоединения и суммарные расчетные расходы воды на абонентские вводы;

- точки (камеры), в которых установлены или могут быть установлены манометры;
- точки, в которых установлены штатные расходомерные устройства, а также места возможной установки ультразвуковых расходомеров;
- перемычки между магистралями и места расположения отсекающих задвижек;
- места установки насосных подстанций с указанием направления подачи воды.

По данным о расчетных расходах воды на присоединенные абонентские вводы производится предварительный гидравлический расчет расчетной схемы сети при принятых в соответствии с таблицей данных по участкам гидравлических характеристиках трубопроводов. На основании анализа расчетной схемы и результатов гидравлического расчета выбираются контрольные точки, в которых будут производиться измерения и регистрация параметров.

Посредством контрольных точек вся испытываемая сеть разбивается на ветви, представляющие собой последовательно соединенные участки магистрали или ответвления, расположенные между этими контрольными точками.

Первой контрольной точкой является вывод источника тепла. В этой точке должны производиться измерения расходов, давлений и температур сетевой воды в подающей и обратной линиях испытываемой сети. При наличии аттестованного узла учета отпуска тепла эта точка располагается в месте установки приборов учета.

При отсутствии на выводе источника тепла штатных расходомерных устройств должно быть предусмотрено измерение расходов при помощи ультразвуковых расходомеров с накладными датчиками. Места их установки определяются в соответствии с требованиями инструкции по применению.

В качестве контрольных точек на магистральном трубопроводе выбираются камеры, в которых осуществляется присоединение наиболее

крупных ответвлений при наличии в этих камерах приборов для измерения давления или штуцеров для их установки. Расстояние между двумя соседними контрольными точками должно выбираться таким, чтобы потери напора между этими точками по результатам предварительного гидравлического расчета в 5 - 7 раз превышали точность измерения давлений в этих контрольных точках [15].

Ответвления, в точке присоединения которых к магистральным трубопроводам давления не измеряются, исключаются из объема испытаний. Для участков этого ответвления фактические гидравлические характеристики не определяются, а при гидравлическом расчете ответвление может быть задано суммарными расходами воды на присоединенные к нему абонентские вводы.

На ответвлениях в качестве контрольных точек используются наиболее удаленные абонентские вводы с максимальным расчетным расходом воды. Для повышения достоверности результатов следует выбирать вводы, оборудованные узлами учета отпуска тепла.

При значительных потерях напора в трубопроводах ответвления, на нем могут быть предусмотрены дополнительные контрольные точки.

При наличии в испытываемой сети насосных подстанций должно быть предусмотрено измерение давлений на всасе и нагнетании этих насосных в точках присоединения их к тепловой сети.

Выбор контрольных точек должен быть согласован с теплоснабжающей организацией.

По результатам анализа суточных режимов отпуска тепла по показаниям приборов на теплоисточнике ориентировочно определяются периоды времени со стабильным гидравлическим режимом, в течение которых могут быть проведены измерения по первому этапу испытаний.

В период подготовки проводится также осмотр установленных в намеченных контрольных точках манометров и определяется требуемый объем работ по их подготовке к испытаниям, а также количество, тип и характеристики дополнительно устанавливаемых датчиков давления.

Определяются геодезические отметки датчиков давления (центров манометров), и при отсутствии данных по геодезическим отметкам трубопроводов производится нивелировка соответствующих точек трассы.

Производится выбор и подготовка мест установки ультразвуковых расходомеров.

Разрабатывается и согласовывается программа первого этапа испытаний. Она должна содержать:

- наименование объекта и объем испытаний;
- перечень подготовительных работ с указанием сроков их проведения и исполнителей;
- предполагаемое время проведения первого этапа;
- требуемые переключения в схеме тепловой сети и режимы работы оборудования тепловой сети;
- требуемые режимы, обеспечиваемые оборудованием источника тепла;
- перечень лиц, ответственных за обеспечение и проведение испытаний;
- перечень лиц, согласовывающих программу испытаний;
- обеспечение требований безопасности при проведении испытаний.

8.3 Проведение испытаний (этап 1)

На период проведения испытаний необходимо соблюдение условий, обеспечивающих поддержание стабильного гидравлического и температурного режима в тепловой сети, т.е. не должны производиться переключения в схеме сети, отключения абонентов, изменения числа работающих насосов на источнике тепла и насосных подстанциях. Кроме того, на источнике тепла должны поддерживаться постоянные напоры в подающей и обратной линиях испытываемой магистрали, а также температура воды в подающей линии [16].

Перед проведением испытаний в соответствии с расчетной схемой производится закрытие задвижек на перемычках между испытываемой и остальными магистралями тепловой сети.

Производится проверка и при необходимости замена манометров в контрольных точках сети.

При отсутствии расходомерных устройств в подающей и обратной линиях магистрали на источнике тепла непосредственно перед испытаниями производится подготовка и установка ультразвуковых расходомеров.

В день проведения измерений, в период времени с наиболее постоянным гидравлическим режимом производятся синхронная автоматическая регистрация или запись наблюдателями следующих параметров:

- расходов, давлений и температур в подающей и обратной линиях сети на источнике тепла;
- давлений в контрольных точках сети, а также давлений, расходов и температур в контрольных точках на абонентских вводах с аттестованными узлами учета;
- давлений и температур в контрольных точках на абонентских вводах, не оборудованных аттестованными узлами учета.

Регистрация и запись параметров производится не менее часа. При автоматической регистрации должны фиксироваться мгновенные значения измеряемых параметров с частотой, определяющейся возможностями аппаратуры, но не реже, чем 1 раз в 5 мин.

При отсутствии автоматической регистрации запись параметров производится наблюдателями каждые 5 мин путем фиксации не менее трех значений расходов и давлений с интервалом 30 с.

Измерения и регистрация температур воды обязательно должна производиться в подающем и обратном трубопроводах перед началом измерений и после их окончания на источнике тепла и в наиболее удаленной от источника, контрольной точке.

После окончания измерений производится предварительная обработка и анализ полученных результатов: осреднение результатов измерений расходов и давлений, фиксируемых наблюдателями, определение средних температур воды в подающей и обратной линиях на период испытаний.

На основании осредненных значений давлений и расходов выбирается интервал времени с наиболее стабильным гидравлическим режимом.

Режим можно считать стабильным, если изменения давлений для трех взятых подряд любых моментов времени во всех контрольных точках не превышает 2 %.

При отсутствии требуемого интервала времени измерения повторяются после проведения мероприятий по стабилизации режима. В качестве такого мероприятия может рассматриваться отключение регуляторов температуры перед подогревателями горячего водоснабжения у наиболее крупных потребителей.

После проведения измерений в схеме сети могут быть произведены необходимые по условиям эксплуатации переключения.

Для условий стабильного гидравлического режима производится гидравлический расчет схемы, в результате которого определяются расходы воды по участкам и напоры в узлах испытываемой магистрали.

При расчете гидравлические характеристики участков сети принимаются в соответствии с рекомендациями нормативно-технической литературы или по результатам предыдущих испытаний с поправкой на срок эксплуатации. Абонентские вводы задаются расходами воды, поступающей из подающей линии сети на эти вводы и возвращающейся в обратную линию.

3.6.1 Расходы воды для источника тепла и абонентских вводов с узлами учета принимаются на основании осредненных результатов измерений.

8.4 Проведение испытаний (этап 2)

Второй этап испытаний проводится с целью уточнения гидравлических характеристик отдельных участков испытываемой сети по подающей и обратной линиям в случаях, оговоренных в предыдущем разделе.

Схема сети при проведении измерений может соответствовать текущим условиям эксплуатации, однако для получения более достоверных результатов целесообразно такое ее изменение, при котором расходы воды на испытываемых участках будут наибольшими.

В тепловой сети во время измерений необходимо поддержание стабильного гидравлического и теплового режимов.

На каждом испытываемом участке производятся измерения расходов воды и давлений в начальном и конечном по ходу воды узлах.

Измерения расходов воды могут производиться как штатными приборами на источнике тепла и абонентских вводах с аттестованными узлами учета, так и переносными ультразвуковыми расходомерами при соблюдении правил их установки в соответствии с инструкцией по применению.

При использовании расходомерных устройств на абонентских вводах расходы воды по участкам определяются путем их суммирования в соответствии со схемой сети.

Измерения параметров производятся в течение не менее 20 мин при синхронной их регистрации с интервалом 2 мин. Регистрация параметров производится автоматически или с помощью наблюдателей.

При отсутствии стабильного гидравлического режима в течение не менее 10 мин за указанный период цикл измерений следует повторить.

Количество одновременно испытываемых участков определяется наличием измерительной аппаратуры и возможностями регистрации измеряемых параметров.

По результатам измерений определяются фактические гидравлические характеристики участков: гидравлические сопротивления и величина эквивалентной шероховатости. Последовательность и формулы для расчета характеристик участков приведены в предыдущем разделе.

8.5 Анализ и использование результатов испытаний

По результатам испытаний определяются средние значения эквивалентной шероховатости для испытывавшихся участков подающей и обратной линий. Для участков с существенным изменением величины K_3 по сравнению с расчетным значением следует проанализировать возможные причины такого изменения.

Это могут быть неверные исходные данные (заниженные значения величины местных потерь или неправильное определение внутреннего

диаметра), а также длительный срок эксплуатации, подача в трубопровод сырой воды, наличие засоров, посторонних предметов и неисправной арматуры.

После выявления причин завышенных гидравлических сопротивлений участка должны быть намечены меры по их устранению.

При наличии ошибок в исходных данных производится их корректировка и повторный расчет эквивалентной шероховатости. Если их нет, для снижения гидравлического сопротивления трубопроводов на выявленных участках могут быть рекомендованы следующие мероприятия:

- гидропневматическая промывка;
- вскрытие и чистка трубопроводов;
- перекладка трубопроводов.

Фактические значения гидравлических сопротивлений и эквивалентной шероховатости участков трубопроводов сети используются в дальнейшем при разработке гидравлических режимов сети, для обоснования затрат электроэнергии на перекачку, а также для составления энергетической характеристики тепловой сети по показателю удельного расхода электроэнергии на транспорт теплоносителя.

Гидравлическому испытанию с целью проверки прочности и плотности трубопроводов и их элементов, а также всех сварных и других соединений подлежат:

а) все элементы и детали трубопроводов; их гидравлическое испытание не является обязательным, если они подвергались 100 % контролю ультразвуком или иным равноценным методом неразрушающей дефектоскопии;

б) блоки трубопроводов; их гидравлическое испытание не является обязательным, если все составляющие их элементы были подвергнуты испытанию в соответствии с пунктом «а», а все выполненные при их изготовлении и монтаже сварные соединения проверены методами неразрушающей дефектоскопии (ультразвуком или радиографией) по всей протяженности;

в) трубопроводы всех категорий со всеми элементами и их арматурой после окончания монтажа.

Допускается проведение гидравлического испытания отдельных и сборных элементов совместно с трубопроводом, если при изготовлении или монтаже невозможно провести их испытания отдельно от трубопровода.

Арматура и фасонные детали трубопроводов должны подвергаться гидравлическому испытанию пробным давлением в соответствии с нормативными документами.

Максимальная величина пробного давления устанавливается расчетом на прочность по нормативным документам, согласованной в установленном порядке.

Величину пробного давления выбирает организация-изготовитель (проектная организация) в пределах между минимальным и максимальным значениями.

Для гидравлического испытания должна применяться вода с температурой не ниже 5 °С и не выше 40 °С [17].

Гидравлическое испытание трубопроводов должно производиться при положительной температуре окружающего воздуха. При гидравлическом испытании паропроводов, работающих с давлением 10 МПа (100 кгс/см²) и выше, температура их стенок должна быть не менее 10 °С.

Давление в трубопроводе следует повышать плавно. Скорость подъема давления должна быть указана в нормативных документах на изготовление трубопровода.

Давление при испытании должно контролироваться двумя манометрами. При этом выбираются манометры одного типа с одинаковым классом точности, пределом измерения и ценой деления.

Время выдержки трубопровода и его элементов под пробным давлением должно быть не менее 10 минут.

После снижения пробного давления до рабочего производится тщательный осмотр трубопровода по всей его длине.

Трубопровод и его элементы считаются выдержавшими гидравлическое испытание, если не обнаружено течи, потения в сварных соединениях и в основном металле, видимых остаточных деформаций, трещин или признаков разрыва.

8.6 Экологичность

Во всем мире при сжигании различных видов органического топлива трубы промышленных предприятий выбрасывают огромное количество продуктов сгорания (дымовых газов). За каждые 12—14 лет происходит удвоение объема выбрасываемых токсичных веществ. В продуктах сгорания, выбрасываемых в атмосферу, содержатся вредные компоненты, основными из которых являются:

- 1) твердые частицы при сжигании твердого и жидкого топлива;
- 2) газообразные окислы серы SO_2 и SO_3 ;
- 3) окислы азота NO_x
- 4) оксид углерода CO
- 5) диоксид углерода CO_2
- 6) углеводороды
- 7) бенз(а)-пирен

Обычно зола топлива не содержит токсичных веществ. Однако в золе донецких антрацитов содержится незначительное количество мышьяка, в золе экибастузских углей — диоксид кремния, в зоне канско-ачинского угля и прибалтийских сланцев — свободный оксид кальция.

Одним из основных видов топлива, сжигаемого в котельных установках, является уголь. В нем содержатся различные минеральные негорючие примеси, которые, балластируя уголь, уменьшают его теплоту сгорания, снижают интенсивность и полноту сгорания и обуславливают высокую концентрацию летучей золы в продуктах сгорания. Так, например, при работе котельной с тремя котлами ДКВР-20-13 на низкосортном подмосковном угле марки Б с зольностью 37 % сжигается 1,65 кг/с угля и при этом образуется свыше 2 т/ч золы. Если только 15 % золы будет выбрасываться в атмосферу, а остальные

85% — оседать в газоходах котла и улавливаться золоуловителями, то количества выбрасываемой золы будет достаточно, чтобы в течение 300 сут работы покрыть слоем золы в 1,5 мм толщиной площадь вокруг котельной в радиусе 3 км. Всего будет выброшено в атмосферу за это время около 2400 т золы [18].

В последние годы в связи с быстрым ростом энергетики меняется топливный баланс и все большее внимание уделяется низкосортным углям, имеющим повышенное содержание серы и сернистые мазуты, что приводит к резкому увеличению выбрасываемых в атмосферу окислов серы. Простейший расчет показывает, что при среднем содержании серы в топливе всего 0,5 % и сжигании 10 млрд. т условного топлива в мире в реакцию горения вступит 50 млн. т серы и в атмосферу Земли будет выброшено около 100 млн. т SO_2 или 125 млн. т SO_3 .

8.7 Расчет концентрации вредных веществ в атмосферном воздухе в районе источников их выброса

Таблица 10 – Значения для расчета концентрации вредных веществ в атмосферном воздухе в районе источников их выброса

№ п/п	Характеристики и обозначения	Единица	Значение
1	Число дымовых труб, N	шт.	1
2	Высота дымовых труб, Н	м	35
3	Диаметр устья трубы, D	м	1,4
4	Скорость выхода газовой смеси, w_0	м/с	7
5	Температура газовой смеси, T_2	°С	125
6	Температура окружающего воздуха, $T_г$	°С	25
7	Выброс двуокиси серы, M_{SO_2}	г/с	12
8	Выброс золы, M_z	г/с	2,6
9	Выброс окислов азота (в пересчете на двуокись азота),	г/с	0,2

№ п/п	Характеристики и обозначения	Единица	Значение
	M_{NO_2}		
10	<p>Коэффициенты</p> <p>A - коэффициент, зависящий от температурной стратификации атмосферы</p> <p>h - - безразмерный коэффициент, учитывающий влияние рельефа местности, в случае ровной или слабопересеченной местности с перепадом высот, не превышающим 50 м на 1 км, $h = 1$</p>	- -	200 1
11	<p>Максимальные разовые предельно допустимые концентрации (ПДК):</p> <p>двуокиси серы</p> <p>золы</p> <p>окислов азота</p>	<p>мг/м³</p> <p>мг/м³</p> <p>мг/м³</p>	<p>0,5</p> <p>0,5</p> <p>0,085</p>

Объем газовой смеси находится по формуле:

$$V_1 = \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot w_0, \text{ м}^3/\text{с} \quad (34)$$

$$V_1 = \frac{3.14 \cdot 1.4^2}{4} \cdot 7 = 10.8$$

Перегрев газовой смеси, ΔT :

$$\Delta T = T_2 - T_0, \text{ }^\circ\text{C} \quad (35)$$

$$\Delta T = 125 - 25 = 100$$

Параметр f :

$$f = 1000 \cdot \frac{w_0^2 \cdot D}{H^2 \cdot \Delta T} \quad (36)$$

$$f = 1000 \cdot \frac{7^2 \cdot 1,4}{35^2 \cdot 100} = 0,56$$

Параметр v_m :

$$v_m = 0.65 \cdot \sqrt[3]{\frac{V_1 \cdot \Delta T}{H}}, \text{ м/с} \quad (37)$$

$$v_m = 0.65 \cdot \sqrt[3]{\frac{10.8 \cdot 100}{35}} = 2.04$$

Параметр v'_m :

$$v'_m = 1.3 \cdot \frac{w_0 \cdot D}{H} \quad (38)$$

$$v'_m = 1.3 \cdot \frac{7 \cdot 1.4}{35} = 0.36$$

Параметр f_c :

$$f_c = 800 \cdot (v'_m)^3 \quad (39)$$

$$f_c = 800 \cdot (0.36)^3 = 37,32$$

Опасную скорость ветра мы берем 0.5, так как

Опасная скорость ветра u_m :

$$u_m = v_m \cdot (1 + 0.12 \sqrt{f}), \text{ м/с} \quad (40)$$

$$u_m = 2.04 \cdot (1 + 0.12 \sqrt{0.56}) = 2.2$$

Безразмерный коэффициент d находится по формуле:

$$d = 7 \cdot \sqrt{v_m} \cdot (1 + 0.28 \cdot \sqrt[3]{f}) \quad (41)$$

$$d = 7 \cdot \sqrt{2.04} \cdot (1 + 0.28 \cdot \sqrt[3]{0.56}) = 12.3$$

8.7.1 Расчет концентрации двуокиси серы

Диоксид серы антропогенного происхождения образуется при сгорании

угля и нефти, в металлургических производствах, при переработке содержащих серу руд (сульфиды), при различных химических технологических процессах. Большая часть антропогенных выбросов диоксида серы (около 87%) связана с энергетикой и металлургической промышленностью. Общее количество антропогенного диоксида серы, выбрасываемое за год превышает его естественное образование в 20-30 раз. Ежегодное поступление сернистого газа в атмосферу только вследствие промышленных выбросов оценивается почти в 150 млн. т.

Максимальная концентрация SO_2 находится по формуле:

$$c_m = \frac{A \cdot M \cdot F_{mn}}{H^2 \cdot \sqrt[3]{V_1 \Delta T}}, \text{ мг/м}^3 \quad (42)$$

где A - коэффициент, зависящий от температурной стратификации атмосферы;

M (г/с) - масса вредного вещества, выбрасываемого в атмосферу в единицу времени, г/с;

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

t и n - коэффициенты, учитывающие условия выхода газо-воздушной смеси из устья источника выброса;

H - высота источника выброса над уровнем земли (для наземных источников при расчетах принимается $H = 2$ м), м;

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

V_1 - расход газо-воздушной смеси, м³/с;

$$c_m^{SO_2} = \frac{200 \cdot 12 \cdot 1 \cdot 0.98 \cdot 1 \cdot 1}{35^2 \cdot \sqrt[3]{10.8 \cdot 100}} = 0.19$$

Расстояние x_m (м) от источника выбросов, на котором приземная концентрация c (мг/м³) при неблагоприятных метеорологических условиях достигает максимального значения c_m , определяется по формуле [19]:

$$x_m = \frac{5-F}{4} \cdot dH, \text{ м} \quad (43)$$

$$x_m^{SO_2} = 12.3 \cdot 35 = 430$$

Коэффициент S_1 для расстояния x :

$$x = 50 \text{ м, } x/x_m = 0,116$$

$$x = 100 \text{ м, } x/x_m = 0,256$$

$$x = 200 \text{ м, } x/x_m = 0,465$$

$$x = 400 \text{ м, } x/x_m = 0,93$$

$$x = 1000 \text{ м, } x/x_m = 2,32$$

$$x = 3000 \text{ м, } x/x_m = 6,97$$

Концентрация c^{SO_2} на расстояние x :

$$x = 50 \text{ м, } c = 0,19 \cdot 0,069 = 0,01, \text{ мг/м}^3$$

$$x = 100 \text{ м, } c = 0,19 \cdot 0,232 = 0,04, \text{ мг/м}^3$$

$$x = 200 \text{ м, } c = 0,19 \cdot 0,633 = 0,12, \text{ мг/м}^3$$

$$x = 400 \text{ м, } c = 0,19 \cdot 1 = 0,19, \text{ мг/м}^3$$

$$x = 1000 \text{ м, } c = 0,19 \cdot 0,664 = 0,13, \text{ мг/м}^3$$

$$x = 3000 \text{ м, } c = 0,19 \cdot 0,154 = 0,03, \text{ мг/м}^3$$

8.7.2 Расчет концентрации окислов азота

Диоксид азота – один из самых распространенных загрязнителей атмосферы на сегодняшний день, играющий немалую роль в образовании смога и кислотных осадков.

Более 90% от общего количества выбросов оксидов азота попадают в воздушную среду при сжигании различных видов топлива. Начальной формой

является NO, который, находясь в воздухе, окисляется кислородом при высокой температуре до NO₂ [20].

Расчет c^{NO_2} производится аналогично расчету c^{SO_2} .

Концентрации c^{NO_2} и c^{SO_2} связаны соотношением:

$$c^{NO_2} = c^{SO_2} \frac{M^{NO_2}}{M^{SO_2}} = 0.017c^{SO_2} \quad (44)$$

8.7.3 Расчет концентрации золы

Зола представляет из себя твердые частицы негорючих элементов угля. В основном - это оксиды кремния (SiO₂), железа (Fe₂O₃), алюминия (Al₂O₃), магния (MgO), кальция (CaO), серы (SO₃) и некоторые другие, в том числе незначительное количество мышьяка и тяжелых металлов (свинец, ванадий, хром, цинк). Для разных углей элементарный состав золы может значительно отличаться друг от друга. Например, в КАУ (в отличие от каменных углей Кузнецкого бассейна) окись кальция является одним из основных компонентов, но даже и для КАУ содержание CaO колеблется от 26 до 42,5% в зависимости от месторождения и разреза [21].

Однако, основной параметр, характеризующий золовые частицы - это их размеры или дисперсность. Они колеблются в широких пределах - от десятых и сотых долей микрона до 100 мкм и более, и зависят от способа сжигания.

Следует отметить, что наибольшую опасность для человека представляют частицы размером 0,5 - 5 мкм, более крупные задерживаются в полости носа, более мелкие - выдыхаются. Содержание именно этого диапазона частиц в приземном слое атмосферы способствует возникновению у человека болезненных симптомов, вплоть до повышения смертности.

Максимальная концентрация золы находится по формуле или по соотношению:

$$c_m^3 = c_m^{SO_2} \frac{M_3}{M_{SO_2}} \cdot F, \text{ мг/м}^3 \quad (45)$$

$$c_m^3 = \frac{0.19 \cdot 2.6 \cdot 3}{12} = 0.12$$

Расстояние x_m^3 находится по соотношению:

$$x_m^3 = x_m^{SO_2} \cdot \frac{5-F}{4}, \text{ м} \quad (46)$$

$$x_m^3 = 430 \cdot \frac{5-3}{4} = 215$$

Коэффициент S_1 для расстояния x :

$$x = 50 \text{ м, } x/x_m = 0,233$$

$$x = 100 \text{ м, } x/x_m = 0,465$$

$$x = 200 \text{ м, } x/x_m = 0,93$$

$$x = 400 \text{ м, } x/x_m = 1,86$$

$$x = 1000 \text{ м, } x/x_m = 4,05$$

$$x = 3000 \text{ м, } x/x_m = 13,9$$

Концентрация золы c^3 на расстояние x :

$$x = 50 \text{ м, } c = 0,12 \cdot 0,23 = 0,03, \text{ мг/м}^3$$

$$x = 100 \text{ м, } c = 0,12 \cdot 0,632 = 0,08, \text{ мг/м}^3$$

$$x = 200 \text{ м, } c = 0,12 \cdot 0,99 = 0,12, \text{ мг/м}^3$$

$$x = 400 \text{ м, } c = 0,12 \cdot 0,78 = 0,09, \text{ мг/м}^3$$

$$x = 1000 \text{ м, } c = 0,12 \cdot 0,296 = 0,04, \text{ мг/м}^3$$

$$x = 3000 \text{ м, } c = 0,12 \cdot 0,028 = 0,003, \text{ мг/м}^3$$

Результаты, полученные в ходе расчета, свидетельствуют о том, что количество концентрации диоксида серы и азота, выбрасываемых в атмосферу предприятием, не превышают нормативных значений так как полученные значения равны:

Максимальная концентрация серы – 0.19 мг/м^3

Концентрация азота – 0.017 мг/м^3

Допустимая норма концентрации в атмосфере азота 0.085 мг/м^3 , норма концентрации серы 0.5 мг/м^3 (ГН 2.1.6.695-98 Предельно допустимые

концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест)

8.8 Чрезвычайные ситуации

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

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

Наиболее часто возникающая ЧС в котельной – это пожар.

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

Действующим нормативным документом является:

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

Категория "Г" означает негорючие вещества и материалы в горячем, раскаленном или расплавленном состоянии, процесс обработки которых сопровождается выделением лучистого тепла, искр и пламени, горючие вещества и жидкости, которые сжигаются в качестве топлива. Класс В – 1А – зоны, расположенные в помещениях, в которых при нормальной эксплуатации взрывоопасные смеси горючих газов или паров легко воспламеняющихся

жидкостей с воздухом не образуется, а образование таких смесей возможно только в результате аварий и неисправностей.

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

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

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

В состав инвентаря входят:

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

Весь инвентарь расположен в доступном месте на входе в котельную.

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

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

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

Помещение котельной выполнено железобитонным стеновым блоком. Покрытие пола котельной – бетонное. Котельная имеет непосредственные выходы наружу. В зданиях предусматриваются эвакуационные выходы, что соответствует требованиям СНиП 2.01.02-85 и ППБ 139 - 87. На путях эвакуации установлены указатели для выхода персонала, также имеется рабочее и аварийное освещение. Двери на путях эвакуации открываются по направлению выхода из здания. Эвакуация людей предусматривается через обособленные выходы из каждой части здания.

8.8.1 Безопасность при эксплуатации

Главный инженер организует работу и контролирует соблюдение утвержденных «Правил пожарной безопасности в РФ» на предприятии. Ответственный за пожарную безопасность объекта обязан проводить с сотрудниками вводные, первичные, повторные, целевые и внеплановые инструктажи на рабочем месте.

Занятия по пожарно-техническому минимуму организуют с работниками котельной регулярно. Плановые противопожарные тренировки проводят один раз в год, для выработки навыков и согласованных действий работников.

Регламент предприятия предписывает порядок действий работников при возникновении пожара. План эвакуации, таблички с номерами экстренного вызова пожарных служб и инструкцию по действиям персонала при пожаре вывешивают на видных местах.

При эксплуатации котельной запрещается:

- допускать к работе персонал без специального обучения и квалификационного удостоверения;
- эксплуатировать оборудование с неисправными горелками и системой подачи топлива (газ, мазут);
- работать при отключенной или неисправной автоматике КИП (контроль, регулировка);
- подавать в топку топливо (газ, мазут) при потухшей горелке;
- производить запуск котла без продувки;
- использовать поверхности котлов и паропроводов для сушки вещей (спецодежды);
- хранить баллоны с газом (пропан, кислород), бензин и другие, легко воспламеняющиеся жидкости;
- курить на рабочем месте;
- производить временные огневые работы без соблюдения регламента (наряд-допуск);
- работать в промасленной спецодежде.

В котельной оборудуют и обозначают разрешенное место для курения.

Проходы в котельном зале обеспечивают доступ к технологическому оборудованию. Нельзя складировать в проходах легко воспламеняющиеся и прочие материалы, перекрывая пути эвакуации при пожаре.

Чистую и отработанную ветошь хранят в специально отведенных местах, в закрытых контейнерах. Использованный обтирочный материал удаляют из помещения котельной по окончании смены и утилизируют.

Дымовые трубы котельных, которые работают на угле или дровах, оборудуют искрогасителями. Легко воспламеняющиеся остатки продуктов горения очищают, чтобы не допустить возгорания дымоходов. Сажа, с поверхностей труб экономайзера, удаляется обдувкой паром.

8.8.2 Размещение сигнализации

Систему пожарной сигнализации устанавливают в котельных для своевременного обнаружения очага возгорания, оповещения об опасности,

отключения оборудования и ликвидации пожара. Модульные котельные оборудуют системой автономной пожарной сигнализации на стадии производства. Выбор типа автономной пожарной сигнализации для стационарных промышленных котельных зависит от вида используемого в них топлива.

Датчики (дымовые, тепловые, световые, ионизированные, ручные и комбинированные) передают сигнал по шлейфу на контрольную панель или распределительную коробку. Располагают извещатели на потолке, в удалении от кондиционеров и вентиляции. При срабатывании прибора формируется тревожный звуковой сигнал.

Устройства пожарной сигнализации в котельной имеют бесперебойное электроснабжение (сеть 220В и резервные источники питания).

8.8.3 Использование инвентаря

Порядок применения противопожарного инвентаря зависит от типа возгорания. Например, порошковые и углекислотные огнетушители можно применять для тушения пожаров класса Е. Горящий мазут забрасывают песком, перемещаясь от края к центру.

Места расположения первичных средств пожаротушения обозначают специальными знаками. Огнетушители (порошковые, пенные, углекислотные) располагают возле технологического оборудования котельной. Необходимое количество и тип огнетушителей определяют согласно требованиям, указанным в технической документации на оборудование. Каждому огнетушителю оформляют паспорт и присваивают порядковый номер.

Техническое обслуживание и перезарядку проводят организации, имеющие лицензию на данный вид деятельности. Запорную арматуру огнетушителя пломбируют. Асбестовое полотно, войлок, кошму хранят в металлических футлярах, в местах, где необходима защита оборудования от искр и открытого огня при пожаре.

Чистый просеянный песок хранят в закрытых ящиках из металла. Каждый ящик комплектуют парой железных лопат.

Комплект пожарного крана хранят в опломбированном шкафу и используют строго по назначению. Для уплотнения соединений используют резиновые прокладки.

В состав комплекта входят:

- напорный пожарный рукав;
- соединительная головка;
- запорный клапан;
- ручной пожарный ствол;
- переносной огнетушитель.

Ящики и щиты для противопожарного инвентаря, черенки лопат обязательно окрашиваются в красный цвет.

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

9 АНАЛИЗ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ, РАСПОЛОЖЕННЫХ В СЕЛЬСКОЙ МЕСТНОСТИ

Надежность систем теплоснабжения — их способность производить, транспортировать и распределять среди потребителей в необходимых количествах теплоноситель с соблюдением заданных параметров при нормальных условиях эксплуатации. Понятие надежности систем теплоснабжения базируется на вероятностной оценке работы системы, что в свою очередь связано с вероятностной оценкой продолжит, работы ее элементов, которая определяется законом распределения времени этой работы. Главный критерий надежности систем — безотказная работа элемента (системы) в течение расчетного времени. Система теплоснабжения относится к сооружениям, обслуживающим человека, ее отказ влечет недопустимые для него изменения окружающей среды. Методика оценки Н.с.т. учитывает социальные последствия перерывов в подаче теплоты. При выходе из строя система теплоснабжения переходит из работоспособного состояния в отказное и считается, что она не выполнила задачу, поэтому в течение отопительного периода она рассматривается как ремонтируемая.

Надежность систем теплоснабжения совершенствуют повышением качества элементов, из которых она состоит, или резервированием. Первый путь реализуют при конструировании, изготовлении и приемке элементов и узлов в эксплуатацию. Когда технические возможности повышения качества элементов исчерпаны или когда дальнейшее повышение качества экономически не выгодно, переходят к резервированию. Оно необходимо и в том случае, когда Н.с.т. должна быть выше надежности ее элементов.

Для оценки надежности пользуются понятиями отказа элемента и отказа системы. Под первым понимают внезапный отказ, когда элемент необходимо немедленно выключить из работы. Отказ системы — такая аварийная ситуация, при которой прекращается подача теплоты хотя бы одному потребителю. У нерезервированной системы отказ любого ее элемента приводит к отказу всей

системы. У резервированной системы такое явление может и не произойти. Система теплоснабжения — сложное техническое сооружение, поэтому ее надежность оценивается показателем качества функционирования. Если все элементы системы исправны, то исправна и она в целом.

Основным условием, обеспечивающим надежное теплоснабжение потребителей, является своевременное, до начала отопительного периода, выполнение:

- испытаний оборудования источников тепла, тепловых сетей, тепловых пунктов и систем теплоснабжения на плотность и прочность;
- шурфовок тепловых сетей, вырезок из трубопроводов для определения коррозионного износа металла труб;
- промывки оборудования и коммуникаций источников тепла, трубопроводов тепловых сетей, тепловых пунктов и систем теплоснабжения;
- испытаний тепловых сетей на тепловые потери и максимальную температуру теплоносителя;
- разработки эксплуатационных режимов системы теплоснабжения, а также мероприятий по их внедрению и постоянному обеспечению;
- мероприятий по распределению теплоносителя между системами теплоснабжения в соответствии с их расчетными тепловыми нагрузками (настройка автоматических регуляторов, установка и контрольный замер сопел элеваторов и дроссельных диафрагм, регулирование тепловых сетей).

Подготовка к предстоящему отопительному периоду должна быть начата в предыдущем - систематизацией выявленных дефектов в работе оборудования. А также отклонений от гидравлического и теплового режимов, составлением планов работ, подготовкой необходимой документации, заключением договоров с подрядными организациями и материально-техническим обеспечением плановых работ [21].

Непосредственная подготовка систем теплоснабжения к эксплуатации в зимних условиях должна быть закончена не позднее срока, установленного для данной местности с учетом ее климатической зоны.

Теплоснабжающей организацией и потребителями не позднее, чем за месяц до окончания текущего отопительного периода должны быть разработаны графики по профилактике и ремонту источников тепла, магистральных и квартальных тепловых сетей, центральных и индивидуальных тепловых пунктов, систем теплоснабжения.

Сроки проведения профилактических и ремонтных работ, связанных с прекращением горячего водоснабжения, не должны превышать нормативный срок, устанавливаемый органом местного самоуправления.

Организации, эксплуатирующие жилищный фонд, следует извещать о плановых отключениях местных систем не менее чем за семь суток до начала работ телефонограммой с обязательной регистрацией в специальном журнале (дата, час, должности и фамилии передающего и принявшего телефонограмму).

Сроки ремонта магистральных и квартальных тепловых сетей, центральных и индивидуальных тепловых пунктов, а также систем теплоснабжения, присоединенных к этим сетям, должны, как правило, совпадать. Отключение потребителями своих установок на ремонт в сроки, не совпадающие с ремонтом тепловых сетей, может быть произведено только по согласованию с теплоснабжающей организацией.

Теплоснабжающая организация должна ежегодно разрабатывать или корректировать гидравлические и тепловые режимы работы тепловых сетей с мероприятиями по их внедрению и обеспечению, включая установку сопел элеваторов и дроссельных диафрагм на тепловых пунктах потребителей. Мероприятия, подлежащие выполнению потребителями, должны быть сообщены им теплоснабжающей организацией в сроки, обеспечивающие возможность их выполнения во время подготовки к отопительному периоду.

При подготовке к отопительному периоду рекомендуется теплоснабжающим организациям с привлечением организаций-исполнителей коммунальных услуг выполнить расчеты допустимого времени устранения аварий и восстановления.

Приемка подготовленных к работе тепловых сетей должна производиться с оформлением акта, утверждаемого руководителем теплоснабжающего предприятия, на балансе которого находятся сети.

При определении величин давления для гидравлических испытаний трубопроводов тепловых сетей, трубопроводов и оборудования тепловых пунктов после ремонта до начала отопительного периода теплоснабжающие организации и потребители должны руководствоваться Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей.

Давления для гидравлических испытаний теплопотребляющих установок (систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения) перед началом отопительного периода (после ремонта) регламентированы Правилами технической эксплуатации теплопотребляющих установок и тепловых сетей.

Таблица 11 - Давления для гидравлических испытаний

Элементы систем теплопотребления	Давление воды
Элеваторные узлы, калориферы, водоподогреватели отопления и горячего водоснабжения	1,25 рабочего, но не менее 10 кгс/см ²
Системы отопления с чугунными отопительными приборами	не менее 6 кгс/см ²
Системы панельного и конвекторного отопления	10 кгс/см ²
Системы горячего водоснабжения	Рабочее+0,5 кгс/см ² , но не более 10 кгс/см ²

Приемка подготовленных систем теплопотребления, тепловых сетей и тепловых пунктов потребителей должна быть оформлена двухсторонними актами с участием представителей теплоснабжающей организации и потребителя.

Теплоснабжающие организации, имеющие отопительные котельные, должны своевременно обеспечить создание запаса топлива на предстоящий осенне-зимний период. Подготовленные к эксплуатации системы теплопотребления до начала отопительного периода должны быть заполнены химически очищенной деаэрированной водой [22].

Заполнение систем теплоснабжения должно производиться по графикам, разрабатываемым теплоснабжающими организациями совместно с потребителями. Потребители должны получить разрешение на заполнение систем в теплоснабжающей организации с установлением срока заполнения и оповестить ее об окончании заполнения.

В целях создания оптимальных условий для выпуска воздуха, а также для сокращения времени заполнения систем теплоснабжения, график их заполнения должен быть составлен, исходя из условия круглосуточной работы всех организаций, связанных с заполнением, с обязательным учетом производительности установок химической очистки и деаэрации подпиточной воды на источниках теплоснабжения.

В обязанности потребителя входит заполнение систем в отведенное для него время. В случае обнаружения неплотностей в системе заполнение необходимо немедленно прекратить, сообщить об этом теплоснабжающей организации и принять необходимые меры по уплотнению системы. Повторное заполнение системы может быть произведено только с разрешения теплоснабжающей организации.

Теплоснабжающая организация должна осуществлять контроль за ходом заполнения систем теплоснабжения и производить регистрацию их заполнения на основании сообщений потребителей и координацию действий различных организаций по заполнению систем теплоснабжения.

В целях проверки готовности систем отопления и системы теплоснабжения в целом к работе в отопительном периоде, перед его началом должны быть проведены пробные топки. Пробные топки должны проводиться после окончания работ по подготовке системы теплоснабжения к работе в осенне-зимних условиях. Начало и продолжительность пробных топок должны быть определены теплоснабжающей организацией по согласованию с органом местного самоуправления и доведены до сведения потребителей не позднее, чем за трое суток до начала пробной топки.

До начала отопительного периода должны составляться графики ограничений и отключений абонентов, обеспечивающие локализацию аварийных ситуаций и предотвращение их развития, недопущение длительного и глубокого нарушения гидравлического и теплового режимов систем теплоснабжения, своевременное введение аварийных режимов.

Графики предусматривают режимы теплоснабжения и теплопотребления, необходимость в которых возникает в случаях:

- понижения температуры наружного воздуха ниже расчетных значений на срок более 2-3 суток;
- непредвиденного возникновения недостатка топлива на источниках тепла;
- возникновения недостатка тепловой мощности вследствие аварийной остановки или выхода из строя основного теплогенерирующего оборудования источников тепла (паровых и водогрейных котлов, водоподогревателей и другого оборудования), требующего длительного восстановления;
- нарушения или угрозы нарушения гидравлического режима тепловой сети по причине сокращения расхода подпиточной воды из-за неисправности оборудования в схеме подпитки или химводоочистки, а также прекращения подачи воды на источник тепла от системы водоснабжения;
- нарушения гидравлического режима тепловой сети из-за аварийного прекращения электропитания сетевых и подпиточных насосов на источнике тепла и подкачивающих насосов на тепловой сети;
- повреждений тепловой сети, требующих полного или частичного отключения не резервируемых магистральных и распределительных трубопроводов.

Размеры нагрузок, включенные в график ограничений, вносятся в договор на теплоснабжение. Абонент намечает собственные мероприятия по обеспечению заданных ограничений, устанавливает порядок оповещения персонала и лиц, ответственных за выполнение ограничений потребления и отключения тепловой энергии.

В настоящее время не имеется общей методики оценки надежности систем теплоснабжения по всем или большинству показателей надежности. В связи с этим для оценки надежности используются такие показатели как интенсивность отказов (p) и относительный аварийный недоотпуск тепла (q), динамика изменения которых во времени может использоваться для суждения о прогрессе или деградации надежности системы коммунального теплоснабжения.

Определение указанных показателей производится в течение всего времени эксплуатации систем коммунального теплоснабжения. Анализ полученных результатов используется как при долгосрочном планировании, так и при разработке конкретных мероприятий по подготовке к очередному отопительному периоду. [22].

Интенсивность отказов (p) определяется, как правило, за год по следующей зависимости

$$p = \sum \frac{M_{om} \cdot n_{om}}{M_{\Pi}} \quad (47)$$

где:

M_{om} - материальная характеристика участков тепловой сети, выключенных из работы при отказе (m^2);

n_{om} - время вынужденного выключения участков сети, вызванное отказом и его устранением (ч);

M_{Π} - произведение материальной характеристики тепловой сети данной системы теплоснабжения на плановую длительность ее работы за заданный период времени (обычно за год). Величина материальной характеристики тепловой сети, состоящей из « n » участков, представляет собой сумму произведений диаметров подводящих и отводящих трубопроводов на их длину.

Относительный аварийный недоотпуск тепла (q) определяется по формуле

$$q = \frac{\sum Q_{ав}}{\sum Q} \quad (48)$$

где:

$Q_{ав}$ - аварийный недоотпуск тепла за год, Гкал;

$\sum Q$ - расчетный отпуск тепла системой теплоснабжения за год, Гкал.

Для оценки надежности систем теплоснабжения могут использоваться (в опытным порядке) частные и общие критерии, характеризующие состояние электроснабжения, водоснабжения, топливоснабжения источников тепла, соответствие мощности теплоисточников и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам, техническое состояние и резервирование тепловых сетей.

Надежность электроснабжения источников тепла ($K_э$) характеризуется наличием или отсутствием резервного электропитания:

- при наличии второго ввода или автономного источника электроснабжения $K_э=1,0$

- при отсутствии резервного электропитания при мощности отопительной котельной

до 5,0 Гкал/ч $K_э=0,8$

св. 5,0 до 20 Гкал/ч $K_э=0,7$

св. 20 Гкал/ч $K_э=0,6$

Надежность водоснабжения источников тепла ($K_в$) характеризуется наличием или отсутствием резервного водоснабжения:

- при наличии второго независимого водовода, артезианской скважины или емкости с запасом воды на 12 часов работы отопительной котельной при расчетной нагрузке $K_в=1,0$

- при отсутствии резервного водоснабжения при мощности отопительной котельной

до 5,0 Гкал/ч $K_в=0,8$

св. 5,0 до 20 Гкал/ч $K_B=0,7$

св. 20 Гкал/ч $K_B=0,6$

Надежность топливоснабжения источников тепла (K_m) характеризуется наличием или отсутствием резервного топливоснабжения:

- при наличии резервного топлива $K_m=1,0$

- при отсутствии резервного топлива при мощности отопительной котельной

до 5,0 Гкал/ч $K_T=1,0$

св. 5,0 до 20 Гкал/ч $K_T=0,7$

св. 20 Гкал/ч $K_T=0,5$

Одним из показателей, характеризующих надежность системы теплоснабжения, является соответствие тепловой мощности источников тепла и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам потребителей (K_6).

Величина этого показателя определяется размером дефицита

10% $K_6=1,0$

10 до 20% $K_6=0,8$

20 до 30% $K_6=0,6$

30% $K_6=0,3$

При наличии нескольких источников тепла должна быть проанализирована возможность работы их на единую тепловую сеть. В этом случае при аварии на одном из источников тепла имеется возможность частичного обеспечения потребителей тепловой энергией из единой тепловой сети за счет других источников тепла.

Надежность системы теплоснабжения может быть повышена путем устройства перемычек между магистральными сетями, проложенными радиально от одного или разных источников теплоты.

Перемычки используются как в нормальном, так и в аварийном режимах работы. Наличие перемычек позволяет обеспечить непрерывное теплоснабжение и значительно снизить недоотпуск тепла при аварии.

Количество и диаметры перемычек определяются исходя из режима резервирования при сниженном расходе теплоносителя.

Практика эксплуатации показывает, что при замене мелких котельных крупными источниками тепла мелкие котельные, находящиеся в технически исправном состоянии, целесообразно оставлять в резерве.

Существенное влияние на надежность системы теплоснабжения имеет техническое состояние тепловых сетей, характеризуемое наличием ветхих, подлежащих замене трубопроводов (K_c):

до 10% $K_c=1,0$

св. 10 до 20% $K_c=0,8$

св. 20 до 30% $K_c=0,6$

св. 30% $K_c=0,5$

Показатель укомплектованности персоналом (K_n) определяется как отношение фактической численности к численности по действующим нормативам, но не более 1,0.

Показатель оснащённости машинами, специальными механизмами и оборудованием (K_m) принимается как среднее отношение фактического наличия к количеству, определенному по нормативам, по основной номенклатуре.

Показатель наличия основных материально-технических ресурсов ($K_{тр}$) определяется аналогично по основной номенклатуре ресурсов (трубы; компенсаторы; арматура; сварочные материалы и т.п.). Принимаемые для определения значения общего $K_{тр}$ частные показатели не должны быть выше 1,0.

Показатель укомплектованности автономными источниками электропитания ($K_{ист}$) определяется как отношение фактического наличия (в единицах мощности кВт) к потребности.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе проделанной курсовой работы были проведены расчёты по определению тепловых нагрузок квартала, которые включали в себя расчёт нагрузок на отопление и горячее водоснабжение. Гидравлический расчёт заключался в проведении предварительного и уточнённого гидравлических расчётов. Так же были осуществлены расчёт тепловых потерь и выбор оборудования котельной.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы достигнута цель – выполнена реконструкция системы теплоснабжения жилого района. Для достижения цели при выполнении проекта были решены следующие задачи.

- выполнен анализ и представлено обоснование реконструкции системы теплоснабжения

- выполнен расчет тепловой схемы с выбором и описанием основного и рабочего оборудования

- рассмотрены вопросы безопасности и экологичности проектных решений

- проведен анализ опасных и вредных факторов, разработаны мероприятия по охране труда и технике безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования

- произведены экономические расчеты с определением срока окупаемости проекта

Срок окупаемости получился 2,06 года, это означает, что проект можно считать рентабельным.

В первой части был выполнен анализ исходных данных, приведены административная и климатологическая характеристика района проектирования. Во втором разделе выполняется расчет тепловых нагрузок по абонентам района, гидравлический расчет тепловой сети, производится выбор основного оборудования котельной. В третьем разделе решены вопросы охраны труда и экологии, рассчитан срок окупаемости проекта и

себестоимость отпуска тепловой энергии для абонентов. В ходе подготовительной работы была использована научная литература и нормативно-правовые акты в области теплоэнергетики.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 МКД – 4 – 05.2004. Методика определения потребности в топливе, электрической энергии и воде при производстве и передаче тепловой энергии и теплоносителей в системах коммунального теплоснабжения». – М. : ЗАО «Роскоммунэнерго» при участии Российской ассоциации «Коммунальная энергетика» и Академии коммунального хозяйства им. К. Д. Памфилова, 2010. – 60с.

2 Приказ Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2008 г. № 325 «Об организации в Министерстве энергетики РФ работы по утверждению нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии»// Собр. Законодательства Российской Федерации. – 2009. №22. ст. 2577; №42. ст. 4825; №46. ст. 5337;

3 СНиП 23.01-99. Издание. Строительная климатология. – Взамен СНиП 2.01.01 – 82; введ. 2013 – 01 – 01; изм. 2009 – 01 – 01. - М. : Издательство стандартов, 2013. - 79с.

4 Соколов, Е.Я. Теплофикация и тепловые сети : учебник для вузов/ Е.Я. Соколов.- М. : Издательство МЭИ, 2011. - 445 с.

5 Арбузов В.В., Грузин Д.П., Симакин В.И. Экономика природопользования и природоохраны : Учеб. пособие. – Пенза : Пензенский гос. ун – т, 2004.

6 Варфоломеев Ю.М., Кокорин О.Я. Отопление и тепловые сети : Учеб. – М. : ИНФА – М, 2006.

7 Вороновский Г.К. Избранные труды в 5 т. Т. 3. Современная тепловая электростанция. – Харьков : Институт системных исследований в энергетике, 2006.

8 Котельные установки : Учеб. пособ. для подгот. рабочих пр – ве. – 2 – е изд., пераб. и доп. – М. : Высш. шк., 1979.

9 МДК 5 - 01.01 Рекомендация по нормированию труда работников энергетического хозяйства. Нормативы численности работников коммунальных

электроэнергетических предприятий // Государственный комитет РФ по строительству и жилищно – коммунальному комплексу. Утв. Приказом Госстроя РФ от 3.04.2000 г. №68. Правовая поисковая система «Кодекс».

10 МДК 5- 03.01 МДК 5 - 01.01 Рекомендация по нормирования труда работников энергетического хозяйства. Нормативы численности работников коммунальных теплоэнергетических предприятий // Государственный комитет РФ по строительству и жилищно – коммунальному комплексу. Утв. Приказом Госстроя РФ от 3.04.2000 г. №68. Правовая поисковая система «Кодекс».

11 Осика Л.К. Управления проектами строительства ТЭС. Прединвестиционная фаза. – М. : Вершина, 2009.

12 РД 153- 34.1 – 09.456 – 00. Методика расчета себестоимости воды вырабатываемой на водоподготовительных установках ТЭС. – М . : ОАО «Фирма по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электростанций и сетей ОРГГРЭС».

12 СО 153 – 34.02.317 – 2003. Методические рекомендации по оценке выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от вспомогательных производств теплоэлектростанций и котельных. Минэнерго РФ.

13 Трубицын В.И. Надежность электростанций : Учеб. для вузов. – М . : Энергоатомиздат, 1997.

14 Нормативы численности промышленно – производственного персонала тепловых электростанций. – М. : Изд – во ЦОТЭнерго, 2004.

15 Нормативы численности промышленно – производственного персонала электростанций с газотурбинными стационарными. – М. : Изд – во ЦОТЭнерго, 2004.

16 Нормативы численности промышленно – производственного персонала электростанций, оборудованных парогазовыми установками. – М. : Изд – во ЦОТЭнерго, 2004.

17 Павлов И.М., Федоров М.Н. Котельные установки и тепловые сети : Учеб. для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М. : Стройиздат, 1986.

18 Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции : Учеб. для вузов / под ред. В.Я. Гиршфельда. – 3-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1987.

19 Теплоэнергетика и теплотехника : общие вопросы : Справочник / под общ. ред. А.В. Клименко, В.М. Зорина. – 3-е изд., перераб. – М. : Изд – во : МЭИ, 1999.

20 Федько В.П. Маркетинг для технических вузов / В.П. Федько, Н.Г. Федько, О.А. Шапор. – Ростов н/Д. : Феникс, 2001.

21 Методические указания к выполнению курсового проекта «Теплоснабжение района» по дисциплине «Теплоснабжение». – Иваново, 2003.

22 Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий. ОНД-86-М.: Гидрометеоиздат, 1987