

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

«Южно-Уральский государственный университет»
(национальный исследовательский университет)

Политехнический институт

Заочный факультет

Кафедра «Промышленная теплоэнергетика»

Направление подготовки 13.04.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»

ВЫПУСКНАЯ
КВАЛИФИКАЦИОННАЯ
РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Рецензент

Генеральный директор ООО «ЕСК»

_____ А.А. Юдин

«_____» _____ 2019 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой

«Промышленная теплоэнергетика»,

к.т.н., доцент

_____ К.В. Осинцев

«_____» _____ 2019 г.

М.П.

**Реконструкция тепловых сетей в границах улиц К. Маркса – Мира
Калининского административного округа г. Тюмени**

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
ПО ПРОГРАММЕ МАГИСТРАТУРЫ
«ОПТИМИЗАЦИЯ ТОПЛИВОИСПОЛЬЗОВАНИЯ В ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКЕ»
ЮУрГУ–13.04.01.2019.224.10.ПЗ ВКР

Руководитель магистерской программы,
д.т.н., профессор

_____ Е.В. Торопов

«_____» _____ 201_ г.

Руководитель работы,

к.т.н., доцент

_____ С.В. Пашнин

«_____» _____ 201_ г.

Автор работы,

магистрант группы ПЗ-389

_____ В.С. Кичигин

«_____» _____ 201_ г.

АННОТАЦИЯ

Кичигин В.С. Реконструкция тепловых сетей в границах улиц К.Маркса-Мира Калининского административного округа г. Тюмени, – Челябинск: ЮУрГУ, 2019, 101 с., 4 ил., библиографический список- 45 наименований, 5 листов чертежей и 2 демонстрационных листа ф. А1

В данной выпускной квалификационной работе изложены основные положения по реконструкции тепловых сетей в границах улиц К.Маркса-Мира Калининского административного округа г. Тюмени.

Целью работы является замена изношенного оборудования, а также уменьшение затрат на эксплуатацию тепловых сетей.

Выпускная квалификационная работа магистра состоит из введения, 11 глав, заключения и библиографического списка.

Первая глава дает обоснование реконструкции тепловых сетей, а также актуальность работы. Вторая глава работы состоит из анализа источников информации применяемых в работе т.е. в ней рассматривается научно-техническая литература, использованная при разработке работы. В третьей главе исследуется зарубежный и отечественный опыт по использованию в тепловых сетях гофрированных трубопроводов. Четвертая глава состоит из расчетов тепловых нагрузок. Пятая глава - расчет температурного графика. Шестая глава посвящена гидравлическому расчету и энергоэффективности. Седьмая глава посвящена мероприятиям связанным с энергосбережением. В восьмой главе описаны вопросы экологии. Девятая глава состоит из описания оборудования, СОДК, принципы действия и организации системы. В десятой главе проанализированы опасные и вредные производственные факторы и разработаны мероприятия по снижению рисков получения персоналом травм и влияния вредных производственных факторов, разработаны мероприятия по безопасности производственных процессов. В одиннадцатой главе рассмотрены вопросы экономики и управления, рассчитаны капитальные и текущие затраты по эксплуатации тепловых сетей без и после реконструкции. После чего проведен расчет экономии затрат, а также срока окупаемости проекта.

Графическая часть содержит 5 листов чертежей и 2 демонстрационных листа формата А1.

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		5

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 ОБОСНОВАНИЕ И АКТУАЛЬНОСТЬ ПРОЕКТА.....	9
2 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	12
3 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ПЕРЕДОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ	14
4 РАСЧЕТ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК ОТОПЛЕНИЕ, ВЕНТИЛЯЦИЯ, ГВС.....	22
4.1 Расход теплоты на вентиляцию.....	22
4.2 Сезонная нагрузка	24
4.3 Круглогодичная тепловая нагрузка	27
4.4 Расчет годового потребления тепла	26
5 РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРНОГО ГРАФИКА	29
5.1 Расчет расходов теплоносителя у потребителей.....	32
5.2 Построение графика расходов теплоносителя на ЦТП № 136.....	33
6 ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ СЕТИ.....	36
6.1 Суммарные падения напора до абонентов	36
6.2 Расчет располагаемых напоров в характерных точках сети.....	41
6.3 Определение удельных тепловых потерь энергии для трубопроводов тепловой сети без реконструкции.....	43
7 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	48
8 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ.....	53
9 СОДК, КОНТРОЛЬНО - ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ И ОПИСАНИЕ ПРИНЦИПОВ ИХ РАБОТЫ.....	59
9.1 Принцип действия и организация системы.....	59
9.2 Состав оборудования.....	61
10 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	76
10.1 Анализ потенциально опасных и вредных факторов на производстве... ..	76
10.2 Нормирование вредных и опасных факторов на производстве.....	79
10.3 Вредные вещества в воздухе и их воздействие на человека.....	80
10.4 Освещение.....	81
10.5 Пожаровзрывобезопасность.....	82
10.6 Электробезопасность.....	82
11 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ.....	84
11.1 Капитальные затраты на реализацию проекта.....	84
11.2.1 Расчет текущих затрат по эксплуатации тепловых сетей без реконструкций.....	88
11.2.2 Расчет текущих затрат по эксплуатации тепловых сетей после реконструкций	90
11.2.3 Расчет экономии вследствие проведения реконструкции.....	91
11.3 Качественный анализ вариантов проектных решений.....	91

11.4 Расчет срока окупаемости проекта.....	92
11.5 Поле сил изменения системы К. Левин.....	93
11.6 Планирование целей проекта в дереве целей.....	94
11.7 Планирование мероприятий по реализации проекта (график Ганта)....	96
11.8 Основные технико-экономические показатели.....	97
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	98
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	99

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

ВВЕДЕНИЕ

Стратегическими целями развития теплоснабжения согласно Энергетической стратегии России до 2030 года от 13 ноября 2009 года являются [1]:

- достижение высокого уровня комфорта в жилых, общественных и производственных помещениях, включая количественный и качественный рост комплекса услуг по теплоснабжению (отопление, хладоснабжение, вентиляция, кондиционирование, горячее водоснабжение), высокий соответствующий ведущим европейским странам уровень обеспеченности населения и отраслей экономики страны этим комплексом услуг при доступной их стоимости;
- кардинальное повышение технического уровня систем теплоснабжения на основе инновационных, высокоэффективных технологий и оборудования;
- сокращение непроизводительных потерь тепла и расходов топлива;
- обеспечение управляемости, надежности, безопасности и экономичности теплоснабжения;
- снижение негативного воздействия на окружающую среду.

Результаты реализации Энергетической стратегии России на период до 2020 года в сфере развития теплоснабжения являются неудовлетворительными.

За прошедший период ситуация в указанной сфере ухудшилась несмотря на принятие целого ряда решений, которые оказались не подкреплены в достаточной степени необходимыми организационными мерами, материально-технической базой и финансовыми средствами.

За прошедший период выросли показатели износа основных фондов теплоснабжения, в особенности это коснулось тепловых сетей, протяженность которых сократилась на 7 процентов (более чем на 13,5 тыс. км), увеличились потери в тепловых сетях (с 14 до 20 процентов), а также значительно вырос расход электроэнергии на перекачку теплоносителя (до 40 кВт.ч/Гкал) [1].

К числу основных проблем в указанной сфере относятся:

- неудовлетворительное состояние систем теплоснабжения, характеризующееся высоким износом основных фондов, особенно теплосетей, недостаточной надежностью функционирования, большими энергетическими потерями и негативным воздействием на окружающую среду;
- потребность в крупных инвестициях для обеспечения надежного теплоснабжения при необходимости одновременного ограничения роста стоимости услуг этой сферы;
- организационная разобщенность объектов и систем теплоснабжения
- отсутствие единой государственной политики в этом секторе, прежде всего научно-технической и инвестиционной;
- необходимость институциональной перестройки всей системы теплоснабжения для вывода ее из кризиса и успешного функционирования в рыночных условиях.

Для достижения стратегических целей развития отрасли, в том числе тепловых сетей, необходимо тщательно подходить к реконструкции и модернизации

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

действующих систем теплоснабжения. Одним из главных вопросов реконструкции действующих тепловых сетей является технико-экономическое обоснование эффективности инвестиций в увеличении надежности теплоснабжения потребителей.

Анализ данных эксплуатирующих организаций тепловых сетей показывает, что фактическое значение параметра потока отказов в большинстве случаев существенно превышает нормативные показатели. Таким образом, надежность этих сетей не удовлетворяет нормам и требует повышения. В последнее время остро ставятся вопросы реконструкции тепловых сетей для оптимизации теплоснабжения потребителей, особенно снабжаемых теплотой от тупиковых систем. Анализ реальных схем подключения показывает, что многие существующие жилые здания подключены к таким сетям без технико-экономического обоснования длины ответвлений от основной магистрали и не входят в оптимальный радиус действия данного теплоисточника.

Одним из ключевых вопросов данной проблемы является технико-экономическое обоснование эффективности инвестиций в повышение надежности теплоснабжения потребителей. Повышение надежности достигается различными путями:

- прокладываются дополнительные перемычки, если возможно закольцевать существующую тупиковую систему трубопроводов;
- переключаются проблемные участки подземной сети трубопроводов, ранее подверженные местному ремонту, затоплениям, с выявленными коррозионными дефектами поверхности;
- изменяются условия прокладки трубопроводов: ветки тепловой сети (ТС) подземной прокладки, не выдерживающие параметры надежности, переключаются надземным способом, т. к. срок службы (надежность) воздушных прокладок значительно выше;
- при недостаточной мощности теплоисточника (причинами могут выступать досрочный выход из строя оборудования, снижение тепловой мощности из-за несбалансированной работы, подключение абонентов, тепловая нагрузка которых превышает фактическую свободную тепловую мощность источника, и т.п.) - демонтаж существующей ветки с переводом потребителя на автономное теплоснабжение, что исключает зависимость снабжения потребителя теплоносителем от надежности работы ТС.

Что касается повышенных тепловых потерь, то они объясняются не только тем, что в России в основном (90%) трубопроводы тепловых сетей имеют тепловую изоляцию из минеральной ваты, которая к тому же в 30 — 50% случаев повреждена или вообще разрушена, а также постоянным или периодическим затоплением каналов, т.к. при увлажненной тепловой изоляции в несколько раз повышается величина тепловых потерь [7].

Реконструкция действующих тепловых сетей с использованием новейших технологий позволяет повысить эффективность и надежность системы теплоснабжения, в частности, снизить удельный расход воды благодаря

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

уменьшению частоты «отказов», а, следовательно, и удельную выработку электроэнергии на привод сетевых насосов. Применение современных труб из полиэтилена повышенной теплостойкости PE – RT тип II и теплоизоляционных материалов позволяет уменьшить тепловые потери в окружающую среду, а, следовательно, уменьшить расход топлива, что влечет за собой уменьшение количества выбросов вредных веществ.

Надежность системы теплоснабжения является комплексным свойством и может включать отдельно или в сочетании ряд свойств, основными из которых являются:

-безотказность – свойство системы теплоснабжения сохранять работоспособность непрерывно в течение заданного времени или заданной наработки;

-долговечность – свойство оборудования и тепловых сетей сохранять работоспособность до наступления предельного состояния при установленной системе технического обслуживания и ремонта;

-ремонтпригодность – свойство объекта, заключающееся в приспособлении к предупреждению и обнаружению причин возникновения его отказов, повреждений и устранению их последствий путем приведения технического обслуживания и ремонта;

- режимная управляемость – свойство объекта поддерживать нормальный режим посредством управления;

-живучесть – свойство системы теплоснабжения противостоять возмущениям, не допуская их каскадного развития с массовым нарушением питания потребителей.

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
						10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1 ОБОСНОВАНИЕ И АКТУАЛЬНОСТЬ ПРОЕКТА

Объектом исследования является жилой район в границах улиц К.Маркса - Мира Калининского административного округа г. Тюмени. Состоит из 5 домов, одно учреждение здравоохранения.

Источником теплоснабжения является ТЭЦ-2, собственник ТЭЦ АО «Фортум», ГВС от ЦТП-136. Целью работы является совершенствование системы теплоснабжения, ГВС.

Согласно Стратегии развития Тюменской области, достигать новых экономических показателей планируется с помощью реконструкции и модернизации промышленных объектов, параллельно решая стратегическую задачу преодоления энергодефицитности за счет повышения энергоэффективности производства и энергосбережения в потреблении энергии.

Постановлением Правительства РФ № 154 от 22.02.2012 (далее – Постановление Правительства № 154) введены в действие «Требования к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения». Они разработаны с целью – обеспечить реализацию Федерального закона № 190-ФЗ «О теплоснабжении». В качестве одного из требований к схемам теплоснабжения Постановление Правительства РФ № 154 определяет разработку электронных моделей систем централизованно теплоснабжения (СЦТ).

В связи с этим, с 1 января 2013 года использование расчётных моделей систем централизованного теплоснабжения (СЦТ) станет обязательным условием для городских округов с численностью населения 100 тыс. человек и более. Следует отметить, что такая модель для СЦТ г. Тюмени была разработана в 2010 г.

Для разработки расчётной модели на план городского округа необходимо нанести существующие тепловые сети. В качестве исходных данных, например, в программном обеспечении ZuluThermo необходимо указать информацию об источнике (геодезическая отметка, расчётные температуры наружного воздуха, холодной воды и горячего водоснабжения, режим работы источника и др.), тепловых сетях (диаметры, длины, местные сопротивления, шероховатость и др.) и потребителях (тепловая нагрузка, геодезическая отметка, требуемый напор и др.). Схема дополняется такими элементами как повышающие и дроссельные насосные станции, указываются открытые / закрытые секционные задвижки и т.д.

Для определения возможности использования полученной модели проводится аналогия фактических гидравлических параметров и полученных расчётным путём.

В связи с этим, актуальностью исследования является анализ гидравлических режимов тепловой сети в контуре Тюменской ТЭЦ-2 в программном комплексе ZuluThermo, с учетом подключения к СЦТ перспективной тепловой нагрузки.

Во время проведения исследования были решены следующие задачи:

- проведен анализ гидравлических параметров в магистральной тепловой сети с учетом подключения к ней перспективной тепловой нагрузки по действующим техническим условиям;

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

- проведен анализ необходимых требований для реализации плана по подключению новой тепловой нагрузки;
- внесены предложения по улучшению параметров тепловой сети с учетом подключения новой тепловой нагрузки.

Для анализа возможных сценариев работы тепловых сетей требуется разработка аварийных и перспективных режимов.

Следовательно, необходимо выделять и перспективные гидравлические режимы, который необходим для предотвращения уменьшения необходимых параметров теплоносителя на конечных потребителях [1].

Фактический гидравлический режим используется при разработке аварийных режимов для моделирования всех возможных вариантов ухудшения параметров теплоносителя, определения потребителей, параметры теплоносителя которых будут снижены в связи с возникновением аварии на тепловых сетях.

Разработка перспективных гидравлических режимов заключается в определении технической возможности подключения дополнительной тепловой нагрузки. При этом организация, осуществляющая эксплуатацию сетей инженерно-технического обеспечения, определяет технические условия в соответствии с ранее выданными обязательствами по обеспечению подключения объектов капитального строительства. Иными словами, учитываются все действующие технические условия. В результате в расчётной модели СЦТ увеличивается расход теплоносителя по сравнению с фактическим гидравлическим режимом.

При этом следует учитывать, что общими принципами организации отношений в сфере теплоснабжения являются [2]:

- обеспечение надёжности теплоснабжения в соответствии с требованиями технических регламентов;
- обеспечение энергетической эффективности теплоснабжения и потребления тепловой энергии [5];
- развитие систем централизованного теплоснабжения;

Таким образом, для стабилизации гидравлических параметров необходимо предусмотреть развитие тепловых сетей.

Вместе с тем, при проектировании новых и реконструкции действующих СЦТ, а также при разработке мероприятий по повышению эксплуатационной готовности и безотказности работы всех звеньев системы расчёт гидравлических режимов обязателен [2].

Для обеспечения технической возможности подключения перспективной тепловой нагрузки филиалом ОАО «УТСК» Тюменские тепловые сети использована электронная модель СЦТ города Тюмени, с целью разработки мероприятий по развитию тепловых сетей, которые включены в Инвестиционную программу по развитию системы коммунальной инфраструктуры, используемой для производства товаров (оказания услуг), в целях обеспечения централизованного теплоснабжения на 2012–2016 годы (ИП). В соответствии с ИП в контуре Тюменской ТЭЦ-2 предусмотрена реализация 8 мероприятий по

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

реконструкции тепловых сетей что, в свою очередь, значительно повысит эффективность работы СЦТ.

Использование вновь построенной системы теплоснабжения позволит улучшить качество жизни местного населения и сократить издержки на ремонт и эксплуатацию тепловых сетей.

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
						13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ

ВКР выполнена согласно «Энергетической стратегии России до 2030 года» от 13 ноября 2009 года [60], а также «Стратегии социально-экономического развития Тюменской области до 2020 года» от 26 марта 2014 года [53].

Энергетическая стратегия России формирует новые ориентиры развития энергетического сектора в рамках перехода российской экономики на инновационный путь развития, предусмотренный концепцией долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации до 2020 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 17 ноября 2008 г.

Распоряжение Правительства РФ от 01.12.2009 N 1830-р "Об утверждении плана мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности в Российской Федерации" определяет перечень мероприятий, нормативных актов, принимаемых министерствами и ведомствами, а также сроки принятия данных актов во исполнение ФЗ-261 "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» от 23 ноября 2009 года определяет основные требования к энергетической эффективности предприятий, организаций, в т.ч. бюджетных и осуществляющих регулируемые виды деятельности, требования в отношении отдельных видов товаров и оборудования, зданий, в т.ч. многоквартирных домов, определяет условия энергосервисных контрактов, правила создания и функционирования саморегулируемых организаций энергоаудиторов, вводит штрафы за невыполнение отдельных требований и нормативов энергоэффективности. [4] "

Целью энергетической политики России является максимально эффективное использование природных энергетических ресурсов и потенциала энергетического сектора для устойчивого роста экономики, повышения качества жизни населения страны и содействия укреплению ее внешнеэкономических позиций. Это подробно излагается в «Энергетической стратегии России на период до 2030 года».

Главной целью энергетической программы Тюменской области является обеспечение промышленного и аграрного комплекса энергоносителями по ценам, приемлемым с точки зрения конкурентоспособности местной продукции на федеральном рынке, создание условий для динамического развития региона и снижение нагрузки на природную среду [59]. Для достижения этой цели необходимы активная политика энергосбережения, реконструкция действующих ТЭС, использование новых перспективных энергетических технологий, максимальное вовлечение в топливный цикл местных ресурсов и дешевых ресурсов соседних регионов.

Проект реконструкции тепловых сетей в границах улиц К.Маркса-Мира Калининского административного округа г. Тюмени, разработан на основании технического задания на проектирование, строительных чертежей.

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

Рабочие чертежи выполнены в соответствии с действующими нормами, правилами и стандартами.

1. СП 41-101-95 Проектирование тепловых пунктов – Минстрой России М: ГП ЦПП 1997г.

2. А.А. Николаев Проектирование тепловых сетей: Справочник проектировщика – М.: Стройиздат, 1965г.

Раздел «Энергосбережение» выполнялся в соответствии с Федеральным законом РФ от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности» [2].

- Соколов, Е. Я. Теплофикация и тепловые сети: учебник для вузов/ Е.Я. Соколов.- 7-е изд., стереот. - М.: Издательство МЭИ, 2009. - 374 с. [6]

- Клименко, А.В. Промышленная теплоэнергетика и теплотехника. Справочник. (Теплоэнергетика и теплотехника; Кн.4) /. Клименко А.В.Зорина В.М. - М.: Издательство МЭИ, 2004. [7]

Расчет толщины теплоизоляции участков трубопровода выполнялся и использованием СНиП 41.03-2003 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов – Госстрой РФ М: ГП ЦПП 2003г [5].

Раздел «Вопросы экологии» выполнен в соответствии с Федеральным законом «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 № 7-ФЗ [4].

При написании раздела «Безопасность жизнедеятельности» использовались следующие основные нормативные документы: ГОСТ 27331-87 Пожарная техника. Классификация пожаров [9]; ГОСТ 12.1.003–83 Шум. Общие требования безопасности [10]; ГОСТ 12.1.030–81 Электробезопасность. Защитное заземление, зануление [11] и другие.

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

3 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ПЕРЕДОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ

Для того чтобы добиться современной эффективности централизованного теплоснабжения и в нашей стране, необходимо реконструировать существующее отопительное хозяйство в соответствии с современными технологиями. Отбор этого оборудования и научно-техническая доработка и адаптация с учетом технологической специфики российского теплоснабжения – одна из важнейших задач программы развития теплоснабжения в России.

Следует подчеркнуть, что речь не идет о какой-либо дискриминации отечественных производителей, а предлагается разумная сбалансированная интеграция передовых отечественных и зарубежных технологий. Неплохим вариантом становится применение стеклопластиковых труб – им присуща хорошая энергоэффективность и прочность, но при этом имеется и два существенных недостатка: невысокая гибкость, а также сложность организации стыков. Так что поиски оптимального варианта продолжались и привели к созданию гофрированных нержавеющей труб Касафлекс.

Первоначально система «касафлекс», разработанная специалистами компании Brugg Rohrsysteme (Швейцария), начала выпускаться по лицензионному соглашению на Заводе «АНД Газтрубпласт» исключительно как вспомогательная и предназначалась для применения в зависимых системах отопления и на вводах в ЦТП. Именно на этих участках тепловых сетей рабочая температура может достигать своих максимальных нормативных значений (до 150°C), и применение гибких труб «Изопрофлекс-А» там является недопустимым.

Основой трубы «касафлекс» является спирально-гофрированная напорная труба из нержавеющей стали с определенным шагом и с определенным профилем гофрирования. Остановимся подробнее на химических и механических свойствах этих труб, поскольку именно эти свойства обеспечивают надежность и долговечность тепловых сетей. В качестве поставщиков нержавеющей стали, на начальных этапах производства, были выбраны несколько европейских производителей, рекомендованных в соответствии с лицензией. По европейской классификации применяется марка 1.4301 по DIN EN 10028-7 с содержанием хрома и никеля 18% и 10% соответственно.

Следует отметить, что к выбору и контролю качества стали на заводе «АНД Газтрубпласт» относятся крайне серьезно, поскольку именно от качества нержавеющей стали в первую очередь будет зависеть устойчивость будущей трубы к питтинговой и стресскоррозии. При создании номенклатуры напорных труб КАСАФЛЕКС толщина стенки, шаг спирального гофрирования и форма профиля были подобраны таким образом, чтобы оптимальным образом удовлетворить все перечисленные выше требования.

В результате многолетних исследований в компании Brugg Rohrsysteme были разработаны трубы КАСАФЛЕКС для сетей теплоснабжения со следующими параметрами: диаметры – 55-143 мм, минимальный радиус изгиба – 1,0-2,0 м,

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

рабочее давление – 2,5 МПа. У специалистов эксплуатирующих организаций возникает естественный вопрос о реальных потерях давления на трубах с такой сложной геометрией внутренней поверхности трубы. В комплекте технической документации по системе КАСАФЛЕКС приведены номограммы зависимости потерь давления от скорости потока теплоносителя для разных диаметров труб. На практике трубы КАСАФЛЕКС максимального диаметра 143 мм применяются, в большинстве случаев, вместо металлических труб с ДУ 125 мм. В настоящее время на Заводе «АНД Газтрубпласт» выпускаются трубы КАСАФЛЕКС с диаметром 163 мм для надежной замены металлических труб 159 мм (ДУ 150).

Применение пенополиизоцианурата вместо пенополиуретана позволило повысить рабочую температуру труб КАСАФЛЕКС до 165°C (кратковременно до 180°C). Идею выпуска спиралевидной гофрированной нержавеющей трубы подхватила компания ТВЭЛ (Завод полимерных труб, Санкт-Петербург), но впоследствии от нее отказалась. На данном оборудовании сейчас выпускается гофрированная труба ППУ под маркой «Изосталь».

Не остались в стороне и лидеры рынка стальных труб в ППУ изоляции Группа Смит. С трубы Смитфлекс органично началась линейка гибких предварительно изолированных труб, на данный момент включающая в себя трубу Смитфлекс-П из РЕ-РТ тип 2. Она выдерживает температуру до 95°C (кратковременно до 115°C), поскольку напорная труба изготовлена из полиэтилена, но стальная гофрированная труба Смитфлекс рассчитана на рабочую температуру 150°C и давление 1,6 МПа.

Хочется заметить, что Смитфлекс имеет параллельное (прямое), а не спиралевидное гофрирование и лишен огромного недостатка: напряжения скручивания! Также на данный момент конструкция фитингов является самой легкой по весу и простой для установки, в сравнении с другими производителями. Высокое качество ППУ (а это основа бизнеса компании) изоляции не оставляет сомнений в высокой энергоэффективности данных трубопроводов. Однако гофрированные стальные трубы имеют ряд недостатков в сравнении с полимерными. Это относительно высокое гидравлическое сопротивление, существенная цена, большой радиус изгиба. Полимерная труба для теплоснабжения 150°C была бы идеальным вариантом, но на данный момент эта идея технически сложно реализуема и дорога. Для сравнения: трубопроводы из полиэфир-эфир-кетона РЕЕК, способные выдерживать такую температуру и давление более 30 Бар стоят на порядок больше уже известных нам труб.

Однако гонка инноваций продолжается и Группа Полимертепло уже неоднократно анонсировала свою концепцию: каждому тепловому режиму своя труба! Для графика 95-70 – Изопрофлекс 95А, для 115-70 – Изопрофлекс 115А, для 135 -70 – Изопрофлекс 135А и для графика 150-70 – КАСАФЛЕКС. И появление на рынке трубы Изопрофлекс 115А является наглядным подтверждением данной концепции. Изопрофлекс 115А активно применяется с 2012 года для замены старых стальных труб в ППУ, причем переподключение зачастую происходит в отопительный сезон. Однако для самых

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

высокотемпературных участков теплосетей трубе Касафлекс до сих пор нет более удобной и дешевой альтернативы, по крайней мере, пока на рынок не будет выпущена труба «Изопрофлекс 135А».

Для организации современных инженерных сетей все чаще используются гибкие стальные трубы для отопления, которые не только значительно снижают тепловые потери, но и делают отопительную сеть еще более надежной и эффективной. Трубопроводы Стилфлекс – это напорные коммуникации, состоящие из сварной прямошовной трубы (спирально гофрированная тонколистовая нержавеющей сталь), пенополиуретанового изоляционного слоя и полиэтиленовой оболочки. Стилфлекс трубы остаются одними из самых востребованных систем для организации высокотемпературных сетей отопления. За счет идеально сбалансированной конструкции, Стилфлекс трубы способны выдерживать максимальные рабочие температуры – до 150°C (кратковременно – до 170°C) при давлении до 1.6 МПа.

При создании номенклатуры напорных труб КАСАФЛЕКС толщина стенки, шаг спирального гофрирования и форма профиля были подобраны таким образом, чтобы оптимальным образом удовлетворить все перечисленные выше требования. В результате многолетних исследований в компании Brugg Rohrsysteme были разработаны трубы КАСАФЛЕКС для сетей теплоснабжения со следующими параметрами: диаметры – 55-143 мм, минимальный радиус изгиба – 1,0-2,0 м, рабочее давление – 2,5 МПа. У специалистов эксплуатирующих организаций возникает естественный вопрос о реальных потерях давления на трубах с такой сложной геометрией внутренней поверхности трубы.

В комплекте технической документации по системе КАСАФЛЕКС [1] приведены номограммы зависимости потерь давления от скорости потока теплоносителя для разных диаметров труб. На практике трубы КАСАФЛЕКС максимального диаметра 143 мм применяются, в большинстве случаев, вместо металлических труб с ДУ 125 мм. В настоящее время на Заводе «АНД Газтрубпласт» выпускаются трубы КАСАФЛЕКС с диаметром 163 мм для надежной замены металлических труб 159 мм (ДУ 150). Применение пенополиизоцианурата вместо пенополиуретана позволило повысить рабочую температуру труб КАСАФЛЕКС до 165°C (кратковременно до 180°C).

Идею выпуска спиралевидной гофрированной нержавеющей трубы подхватила компания ТВЭЛ (Завод полимерных труб, Санкт-Петербург), но впоследствии от нее отказалась. На данном оборудовании сейчас выпускается гофрированная труба ППУ под маркой Изосталь.

Не остались в стороне и лидеры рынка стальных труб в ППУ изоляции Группа Смит. С трубы Смитфлекс органично началась линейка гибких предварительно изолированных труб, на данный момент включающая в себя трубу Смитфлекс-П из PE-RT тип 2. Она выдерживает температуру до 95°C (кратковременно до 115°C), поскольку напорная труба изготовлена из полиэтилена, но стальная гофрированная труба Смитфлекс рассчитана на рабочую температуру 150°C и давление 1,6 МПа.

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

Хочется заметить, что Смитфлекс имеет параллельное (прямое), а не спиралевидное гофрирование и лишен огромного недостатка: напряжения скручивания! Также на данный момент конструкция фитингов является самой легкой по весу и простой для установки, в сравнении с другими производителями. Высокое качество ППУ (а это основа бизнеса компании) изоляции не оставляет сомнений в высокой энергоэффективности данных трубопроводов.

Система КАСАФЛЕКС.

Преимущества системы:

Надежность:

Статистика аварийных случаев при использовании систем гибких трубопроводов КАСАФЛЕКС с 2002 г. показывает, что на 75 километров трубопровода в год приходится в среднем два повреждения.

Скорость монтажа:

Опыт прокладки систем гибких трубопроводов КАСАФЛЕКС показывает, что скорость монтажа в этом случае в 4-8 раз выше по сравнению с традиционными металлическими трубами. Бригада из четырех человек обеспечивает прокладку 400–700 метров трубопровода за смену. При этом не требуется использования погрузочно-разгрузочных механизмов и сварочной техники.

Система позволяет производить замену трубопроводов с отключением потребителя всего лишь на 3-4 часа, что дает возможность производить замену сетей в любое время года. На ремонт повреждения трубопровода КАСАФЛЕКС требуются считанные часы.

Стоимость монтажа, ремонтно-эксплуатационные расходы:

При монтаже трубопроводов КАСАФЛЕКС объем земляных работ в 3–5 раз меньше по сравнению с традиционными металлическими трубами. Стоимость монтажа в 4-8 раз ниже. Ремонтно-эксплуатационные расходы сокращаются в 2–3 раза. Затраты на благоустройство — в 3–5 раз.

Технические преимущества:

Трубы КАСАФЛЕКС поставляются цельными отрезками длиной до 800 метров, что позволяет в несколько раз уменьшить количество стыков по сравнению с традиционными металлическими трубами.

Трубы КАСАФЛЕКС рассчитаны на бесканальную прокладку. Соответственно, реконструкцию теплосетей можно осуществлять в обход существующих железобетонных каналов без их вскрытия.

Трубы КАСАФЛЕКС самокомпенсируемые. При прокладке не требуются компенсаторы, отводы, неподвижные опоры.

Прокладка теплосетей с использованием труб КАСАФЛЕКС возможна без вскрытия дорожного полотна и других объектов. В этом случае используют метод горизонтально-направленного бурения (ГНБ).

Трубы КАСАФЛЕКС не подвержены внешней и внутренней коррозии, их пропускная способность сохраняется в течение всего срока эксплуатации.

При отсутствии у труб КАСАФЛЕКС механических повреждений не требуется плановое отключение для испытаний в весенне-летний период.

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

Гибкость труб КАСАФЛЕКС позволяет плавно обходить препятствия: строения, коммуникации, отдельно стоящие деревья; их целесообразно использовать в плотной городской застройке.

Экономическая целесообразность:

Затраты, приведенные к году эксплуатации трубопроводов КАСАФЛЕКС, примерно в 2–4 раз ниже, чем у традиционных стальных предизолированных трубопроводов.

Теплопотери:

Тепловые потери труб КАСАФЛЕКС соответствуют требованиям СНиП 41-03-2003.

Применяемый материал для тепловой изоляции — пенополиизоцианурат, вспенивание которого осуществляется без использования фреона.

Система Изопрофлекс.

Преимущества системы.

Надежность:

Использование высокомодульного волокна для армирования и использование фитингов новой конструкции (протяжные фитинги) позволяют отнести трубы ИЗОПРОФЛЕКС-115А/1,6 к классу гибких полимерных теплоизолированных труб повышенной надежности.

Скорость монтажа:

Опыт прокладки систем гибких армированных труб типа ИЗОПРОФЛЕКС-А показывает, что скорость монтажа в этом случае в 5–10 раз выше по сравнению с традиционными металлическими трубами. Бригада из четырех человек обеспечивает прокладку 400–700 метров трубопровода за смену. При этом не требуется использования погрузочно-разгрузочных механизмов и сварочной техники.

Система позволяет производить замену трубопроводов с отключением потребителя всего лишь на 2–3 часа, что дает возможность производить замену сетей в любое время года. На ремонт повреждения трубопровода типа ИЗОПРОФЛЕКС-А требуются считанные часы.

Стоимость монтажа, ремонтно-эксплуатационные расходы

При монтаже трубопроводов типа ИЗОПРОФЛЕКС-А объем земляных работ в 3–10 раз меньше по сравнению с традиционными металлическими трубами.

Стоимость монтажа в 5–10 раз ниже.

Ремонтно-эксплуатационные расходы сокращаются в 2–3 раза. Затраты на благоустройство — в 3–4 раза.

Технические преимущества Система гибких теплоизолированных труб ИЗОПРОФЛЕКС-115А предназначена для транспортирования под давлением жидкостей от источника потребителю. Трубы ИЗОПРОФЛЕКС-115А используются для создания новых и реконструкции существующих трубопроводов сетей высокотемпературного теплоснабжения. При создании трубопроводов с использованием труб ИЗОПРОФЛЕКС-115А применяется метод бесканальной подземной прокладки, а также прокладки в каналах.

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

Конструкция и физические характеристики используемых материалов обеспечивают трубам значительную гибкость, что позволяет создавать трубопроводы любой сложности без использования дополнительных фасонных изделий и дает возможность выбрать оптимальный маршрут теплотрассы, а также плавно обходить препятствия в условиях плотной городской застройки: строения, коммуникации, отдельно стоящие деревья. Физические свойства труб ИЗОПРОФЛЕКС-115А позволяют производить их укладку без учета их теплового расширения; при прокладке не требуется устройство компенсаторов, отводов и неподвижных опор.

Трубы ИЗОПРОФЛЕКС-115А представляют собой многослойную конструкцию, состоящую из напорной трубы, теплоизолирующего слоя и защитной оболочки. Трубы изготавливаются в течение непрерывного технологического процесса, благодаря чему каждый из слоев имеет прочное физическое сцепление с соседними слоями. Напорная труба является основным элементом конструкции и обеспечивает непосредственную транспортировку теплоносителя от источника потребителю. Напорная труба представляет собой многослойную конструкцию, состоящую из внутренней тонкостенной напорной трубы из сшитого полиэтилена РЕ-Ха, армирующего слоя из высокомодульного синтетического волокна и последовательности слоев высокотемпературных полимеров

Теплоизолирующий слой предназначен для тепловой изоляции напорной трубы и обеспечивает сохранение требуемой температуры теплоносителя во время его транспортировки по трубопроводу. Теплоизолирующий слой изготавливается из полужесткого озонобезопасного вспененного полиуретана (ППУ) в результате непрерывного технологического процесса, что обеспечивает равномерность свойств тепловой изоляции на протяжении всего отрезка трубы.

Защитная оболочка предназначена для физической защиты изолирующего слоя от внешних воздействий. Защитная оболочка представляет собой бесшовную гофрированную внешнюю трубу, имеющую жесткое сцепление с предыдущим теплоизолирующим слоем. На внешней поверхности защитной оболочки нанесены продольные идентифицирующие полосы оранжевого цвета.

Трубы ИЗОПРОФЛЕКС-115А характеризуются типоразмером, включающим в себя типоразмер напорной трубы и типоразмер защитной оболочки, разделенными символом "/". Например: 63/110. Условное обозначение трубы ИЗОПРОФЛЕКС-115А состоит из: - слова "Труба"; - торгового наименования трубы ("ИЗОПРОФЛЕКС-115А"); - типоразмера трубы; - рабочего давления "Р" в мегапаскалях; - обозначения ГОСТ Р 54468 и технических условий, перечисленных через знак "/". Маркировка наносится на поверхность защитной оболочки с интервалом не более одного метра методом цветной печати. Возможно нанесение маркировки другим способом, не нарушающим эксплуатационных характеристик трубы. Размер шрифта и качество печати обеспечивают ее разборчивость без применения увеличительных приборов. Цвет символов маркировки не регламентируется. Маркировка включает в себя: -

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

наименование изготовителя и/или его товарный знак; - условное обозначение трубы без слова "труба"; - дату изготовления. Возможно включение в маркировку другой информации, например, номер партии

Трубы ИЗОПРОФЛЕКС-115А поставляются цельными отрезками длиной до 900 метров, что позволяет в несколько раз уменьшить количество стыков по сравнению с традиционными металлическими трубами.

Трубы типа ИЗОПРОФЛЕКС-А рассчитаны на бесканальную прокладку. Соответственно, реконструкцию теплосетей можно осуществлять в обход существующих железобетонных каналов без их вскрытия.

Трубы типа ИЗОПРОФЛЕКС-А самокомпенсируемые. При прокладке не требуются компенсаторы, отводы, неподвижные опоры.

Прокладка теплосетей с использованием труб типа ИЗОПРОФЛЕКС-А возможна без вскрытия дорожного полотна и других объектов. В этом случае используют метод горизонтально-направленного бурения (ГНБ).

Трубопровод типа ИЗОПРОФЛЕКС-А не требует катодной защиты. Трубы не подвержены внешней и внутренней коррозии, их пропускная способность сохраняется в течение всего срока эксплуатации.

При отсутствии у труб типа ИЗОПРОФЛЕКС-А механических повреждений не требуется плановое отключение для испытаний в весенне-летний период.

Гибкость труб типа ИЗОПРОФЛЕКС-А позволяет плавно обходить препятствия: строения, коммуникации, отдельно стоящие деревья; их целесообразно использовать в плотной городской застройке.

Экономическая целесообразность:

Затраты, приведенные к году эксплуатации трубопроводов типа ИЗОПРОФЛЕКС-А, примерно в 2–7 раз ниже, чем у традиционных стальных предизолированных трубопроводов.

Теплопотери:

Тепловые потери труб типа ИЗОПРОФЛЕКС-А соответствуют требованиям СНиП 41-03-2003.

Система Смитфлекс. Гибкие трубы в ППУ изоляции Смитфлекс предназначены для прокладки тепловых сетей, сетей горячего и холодного водоснабжения.

Поставка гибких труб Смитфлекс осуществляется в бухтах. Один отрезок может составлять до 250 метров, что позволяет уменьшить количество стыковых соединений, значительно сократить время строительства трубопровода и затраты на монтаж трубопровода.

Конструкция гибких трубопроводов ППУ обладает способностью компенсировать тепловые перемещения, при этом отпадает необходимость применения компенсирующих устройств и неподвижных опор.

Гибкие трубы ППУ не подвержены внешней и внутренней коррозии, их пропускная способность сохраняется в течение всего срока эксплуатации. Эти трубы рассчитаны, как правило, на бесканальную прокладку, что позволяет, при

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

необходимости, миновать существующие каналы при реконструкции. Гибкость труб позволяет плавно обходить препятствия, строения, коммуникац

Трубы Смитфлекс используются для подземной бесканальной прокладки, а также для прокладки в непроходных каналах тепловых сетей, сетей горячего и холодного водоснабжения с постоянной температурой теплоносителя до 120°C. Может эксплуатироваться в сетях, работающих по графику качественного регулирования с температурой теплоносителя до 150°C, с рабочим давлением в вышеперечисленных сетях до 1,6 МПа.

Смитфлекс состоит из гибкой гофрированной напорной трубы из нержавеющей стали марки X5CrNi18-10 (EN 1/4301, AISI 304, ГОСТ 08X18H10) предварительно изолированной пенополиуретаном (ППУ) в гофрированной полиэтиленовой оболочке.

По своей функциональности трубы ППУ Смитфлекс соответствуют гибким трубам в ППУ изоляции типа Касафлекс, Стилфлекс.

Смитфлекс-П - система гибких теплоизолированных ППУ труб нового поколения, предназначенная для бесканальной подземной прокладки теплосетей с максимальной рабочей температурой теплоносителя до 95°C, рабочим давлением до 1,0 МПа (допускается кратковременное повышение температуры до 115°C).

Напорная труба Смитфлекс-П изготавливается из полиэтилена повышенной теплостойкости PE-RT тип II с тепловой изоляцией из пенополиуретана и наружным гидрозащитным покрытием из полиэтилена.

Гибкие ППУ трубы Смитфлекс-П также могут успешно применяться в системах хозяйственного и питьевого водоснабжения, канализации и удаления сточных вод. Использование новых материалов позволяет повысить надежность и долговечность сетей. В Тюмени с 2012 года началось применение теплогидроизолированных труб из полиэтилена повышенной термостойкости PE-RT тип II.

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

4 РАСЧЕТ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК ОТОПЛЕНИЯ, ВЕНТИЛЯЦИЯ, ГВС

Исходные данные для расчета возьму из СНиП 23-01-99 «Строительная климатология». М.Госстрой России. 2000г.:

- расчетная температура воздуха проектирования отопления $t_{но} = -38\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- расчетная температура воздуха для проектирования вентиляции $t_{нв} = -21\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- расчетная температура горячей воды у абонента $t_r = +65\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- число жителей $z = 386$ чел.
- продолжительность работы системы отопления $n_o = 218$ сут $= 1,8835 \cdot 10^7$ с.

При расчете нагрузок учитывается температура воздуха внутри помещений, которая может быть $+18\text{ }^{\circ}\text{C}$ или $+20\text{ }^{\circ}\text{C}$, по требованиям СНиП «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха» при температуре наружного воздуха для проектирования систем отопления $t_{но} \leq -30\text{ }^{\circ}\text{C}$, температура воздуха внутри помещений принимается $+20\text{ }^{\circ}\text{C}$, а если $t_{но} > -30\text{ }^{\circ}\text{C}$, то $+18\text{ }^{\circ}\text{C}$. Так как для г. Тюмень $t_{но} = -38\text{ }^{\circ}\text{C}$, тогда принимаю $t_b = +20\text{ }^{\circ}\text{C}$.

4.1 Сезонная нагрузка

Сезонная нагрузка включает в себя нагрузки отопления и вентиляции.

При отсутствии данных о типе застройки и наружном объеме жилых и общественных зданий Строительными Нормами и Правилами (СниП) П-36-73 рекомендуется определять расчетный расход теплоты на отопление жилых и общественных зданий по формуле (4.1.1):

$$Q_o = q \cdot F_{ж} \cdot (1 + k), \quad (4.1.1)$$

где q - укрупненный показатель максимального расхода теплоты на отопление 1 м^2 жилой площади, $Вт$;

$F_{ж}$ – жилая площадь, $м^2$;

k – коэффициент, учитывающий расход теплоты на отопление общественных зданий. При отсутствии более точных данных рекомендуется принимать значение $k = 0,25$.

Рассчитаем сначала тепловую нагрузку отопления конкретных потребителей, а потом рассчитаем общую нагрузку (4.1.2).

- ул. Мира, 35 – жилой дом:

$q = 147\text{ Вт}$;

- число жителей $z = 101$ чел.

$$F_{ж} = f_{уд} \cdot z, \quad (4.1.2)$$

где $f_{уд}$ - площадь застройки, приходящаяся на одного человека.

$f_{уд} = 12,5\text{ м}^2/\text{чел}$ для зданий, построенных до 1985 года.

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

$$F_{ж} = 12,5 \cdot 101 = 1262,5, \text{ м}^2$$

Из (4.1.1) найдем:

$$Q_0 = 147 \cdot 1262,5 \cdot (1 + 0,25) = 0,23 \text{ МВт}$$

$$Q_0 = 0,20 \text{ Гкал/ч.}$$

Остальных потребителей рассчитаем аналогично. Рассчитанные данные сведем в таблицу 4.2.2.

Рассчитаем общую тепловую нагрузку (4.1.3):

$$F_{ж} = f_{уд} \cdot z, \quad (4.1.3)$$

где $f_{уд}$ - площадь застройки, приходящаяся на одного человека.

$f_{уд} = 12,5 \text{ м}^2/\text{чел}$ для зданий, построенных до 1985 года;

z - число жителей.

$$F_{ж} = 12,5 \cdot 386 = 4825, \text{ м.}$$

Из (4.1.1) найдем:

$$Q'_0 = 150 \cdot 4825 \cdot (1 + 0,25) = 0,9 \text{ МВт};$$

$$Q'_0 = 0,77 \text{ Гкал/ч.}$$

Определим среднюю отопительную нагрузку по формуле (4.1.4):

$$Q_0^{cp} = Q'_0 \cdot \frac{t_в - t_n^{cp.c}}{t_в - t_{но}}, \quad (4.1.4)$$

где $t_в$ - температура воздуха внутри помещения, $t_в = +20 \text{ }^\circ\text{C}$;

$t_n^{cp.c}$ - средняя температура наружного воздуха за отопительный период,

$$t_n^{cp.c} = -7,2 \text{ }^\circ\text{C};$$

$t_{но}$ - расчетная температура воздуха проектирования отопления,

$$t_{но} = -38 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$Q_0^{cp} = 1,04 \frac{20 + 7,2}{20 + 38} = 0,47 \text{ МВт.}$$

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

Текущая отопительная нагрузка определяем по формуле (4.1.5):

$$Q_o^{cp} = Q_o' \cdot \frac{t_g - t_n}{t_g - t_{но}}, \quad (4.1.5)$$

где t_n - температура наружного воздуха в текущем режиме.

$$t_n = t_n^{xm} = -15,5^\circ\text{C}.$$

$$Q_o^{cp} = Q_o' \cdot \frac{t_g - t_n^{cp.c}}{t_g - t_{но}} = 1,04 \frac{20 + 15,5}{20 + 38} = 0,63 \text{ МВт}.$$

Определим отопительную нагрузку при $t_n=8^\circ\text{C}$:

$$Q_o^{cp} = Q_o' \cdot \frac{t_g - t_n^{cp.c}}{t_g - t_{но}} = 1,04 \frac{20 - 8}{20 + 38} = 0,2 \text{ МВт}$$

При летнем режиме $t > 8^\circ\text{C}$ нагрузка отопления и вентиляции равна 0.

Рассчитанные значения Q_o сводятся в таблицу 4.2.1.

В контуре теплоснабжения ЦТП-136 применяется вытяжная вентиляция с естественным побуждением, а в зданиях без специальной приточной системы вентиляции расход теплоты $Q_{в=0}$. Поэтому в расчетах расход теплоты на вентиляцию мы не учитываем.

4.2 Круглогодичная тепловая нагрузка

К круглогодичной тепловой нагрузке относится нагрузка на горячее водоснабжение. Рассчитывается для летнего и зимнего режим.

Отпуск тепла с горячей водой в зимнем режиме определяется по формуле (4.2.1):

$$Q_{гвс}^{cp.n} = \frac{1,2 \cdot (a + b) \cdot m \cdot c_b (t_2 - t_{xв})}{24 \cdot 3,6} \cdot 10^{-6}, \text{ МВт} \quad (4.2.1)$$

где a и b - нормы расхода тепла для жилых и общественных зданий, принимаются по приложению 10 [3] $a=110$ л/сут, $b=20$ л/сут на человека.

m – количество единиц измерения, отнесенное к суткам.

C_b – теплоемкость воды, принимается в расчетах $C_b = 4,19$ Дж/кг·°C.

t_2 - температура горячей воды, $t_2 = 65^\circ\text{C}$.

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$t_{xв}$ - температура холодной (водопроводной) воды в отопительный период принимается $t_{xв}^3 = 5^{\circ}\text{C}$.

1,2 – коэффициент, учитывающий остывание воды в трубопроводе.

Рассчитаем сначала нагрузку на ГВС конкретных потребителей, а потом рассчитаем общую нагрузку. t

- ул. Мира, 35 – жилой дом:

- число жителей $m = 101$ чел.

Из 4.2.1 найдем:

$$Q_{гвс}^{ср.н} = \frac{1,2 \cdot (110 + 20) \cdot 101 \cdot 4,19 \cdot (65 - 5)}{24 \cdot 3,6} \cdot 10^{-6} = 0,046 \text{ МВт}$$

$$Q_{гвс}^{ср.н} = 0,039 \text{ Гкал/ч}$$

Остальных потребителей рассчитаем аналогично. Рассчитанные данные сведем в таблицу 4.2.2.

Рассчитаем общую тепловую нагрузку на ГВС:

$m = 386$ чел.

$$Q_{гвс}^{ср.н} = \frac{1,2 \cdot 130 \cdot 386 \cdot 4,19 \cdot 60}{24 \cdot 3,6} \cdot 10^{-6} = 0,175 \text{ МВт}$$

$$Q_{гвс}^{ср.н} = 0,150 \text{ Гкал/ч}$$

Отпуск тепла с горячей водой в летнем режиме (4.2.2):

$$Q_{гвс}^л = \frac{t_2 - t_{xв}^л}{t_2 - t_{xв}^3} \cdot Q_{гвс}^{ср.н} \cdot 0,8, \quad (4.2.2)$$

где $t_{xв}^л$ - температура холодной (водопроводной) воды в летний период принимается $t_{xв}^л = 15^{\circ}\text{C}$.

0,8 – коэффициент, учитывающий изменение среднего расхода воды на горячее водоснабжение в неотапливаемый период для жилищно-коммунального сектора.

По формуле 4.2.2 найдем:

$$Q_{гвс}^л = 0,117 \text{ МВт}$$

$$Q_{гвс}^л = 0,1 \text{ Гкал/ч}$$

Расчетный максимальный годовой расход воды на бытовое горячее водоснабжение по формуле (4.2.3):

$$Q_{гвс}^p = x_n \cdot x_c \cdot Q_{гвс}^{ср.н}, \quad (4.2.3)$$

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

где x_n, x_c - коэффициент недельной и суточной неравномерности, принимается для жилых и общественных зданий.

$$x_n = 1,2; x_c = 2.$$

По (4.2.3) определим

$$Q_{звс}^p = 1,2 \cdot 2 \cdot 0,175 = 0,42 \text{ МВт},$$

$$Q_{звс}^p = 0,361 \text{ Гкал/ч.}$$

Рассчитанные значения $Q_{ГВС}$ сводятся в таблицу 4.2.1.

Таблица 4.2.1 – Расчетные значения тепловых нагрузок

Наименование нагрузки	Температура наружного воздуха				
	$t_{но} = -38^\circ\text{C}$	$t_n^{xM} = -15,5^\circ\text{C}$	$t_n^{cp.c} = -7,1^\circ\text{C}$	$t_n = 8^\circ\text{C}$	$t > 8^\circ\text{C}$
Отопительная Q_o , МВт	0,900	0,630	0,470	0,200	0
ГВС $Q_{ГВС}$, МВт	0,175	0,175	0,175	0,175	0,117
Суммарная, Q_Σ , МВт	1,075	0,805	0,645	4,190	0,117

По полученным данным построим графики сезонных и круглогодичной нагрузок (рисунок 4.1):

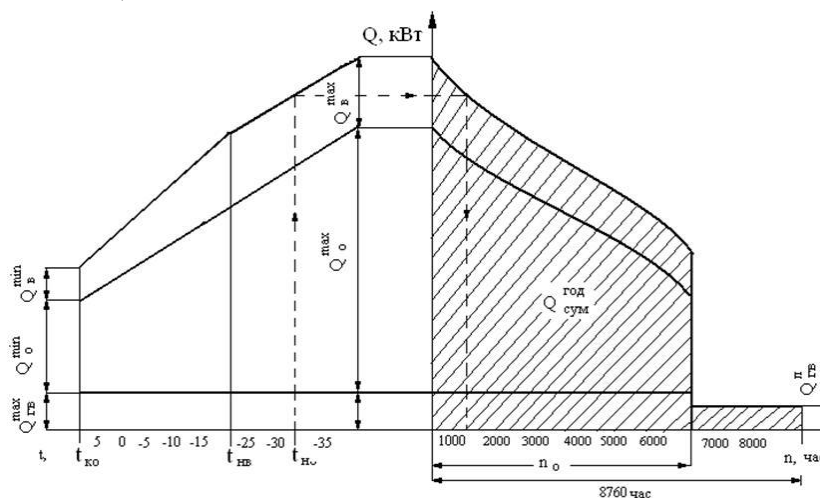


Рисунок 4.1 - График сезонных и круглогодичной нагрузок

После проведенных расчетов, сводим все полученные данные в таблицу 4.2.2.

Таблица 4.2.2 – Расчетные значения тепловых нагрузок у конкретных потребителей

Потребитель	Организация	Отопление	ГВС	
		Q _o , Гкал/ч	Q _{ГВС^{ср}} , Гкал/ч	Q _{ГВС^{max}} , Гкал/ч
ул.Мира 35	жилой дом	0,200	0,039	0,094
ул. Мира 35	магазин	0,051	0,005	0,012
ул.Мира 37	жилой дом	0,172	0,051	0,122
ул.Мира 39А	жилой дом	0,060	0,008	0,019
ул.Мира 41	жилой дом	0,146	0,030	0,072
ул. Мира 41	поликлиника	0,040	0,010	0,024
ул.9 Января 9	жилой дом	0,095	0,012	0,029
ул.К.Маркса 38	жилой дом	0,077	0,009	0,022
Итого:		0,841	0,164	0,341

4.3 Расчет годового потребления тепла

Расчетный расход теплоты на отопление:

$$Q_0^i = 0,9 \text{ МВт} = 0,774 \text{ Гкал/ч}$$

Средняя нагрузка ГВС:

$$Q_{гвс}^{ср.н} = 0,175 \text{ МВт} = 0,150 \text{ Гкал/ч}.$$

Суммарная расчетная нагрузка района по формуле (4.3.1):

$$\sum Q^i = Q_0^i + Q_{гвс}^{ср.н}, \quad (4.3.1)$$

$$\sum Q^i = 0,9 + 0,175 = 1,075 \text{ МВт}$$

Летняя нагрузка ГВС:

$$Q_{гвс}^л = 0,117 \text{ МВт} = 0,1 \text{ Гкал/ч}.$$

Средняя за отопительный период нагрузка отопления:

$$Q_0^{ср} = 0,47 \text{ МВт} = 0,4 \text{ Гкал/ч}.$$

Годовой расход теплоты на отопление (4.3.2):

$$Q_0^{год} = Q_0^{ср} n_0, \quad (4.3.2)$$

где n_0 – продолжительность отопительного периода, $n_0 = 218 \cdot 24 = 5230$ ч/год.

$$Q_0^{год} = 0,4 \cdot 5230 = 2114 \text{ Гкал/год}.$$

Годовой расход теплоты на горячее водоснабжение по формуле (4.3.3):

$$Q_{звс}^{зод} = Q_{звс}^{ср.н} \left[n_0 + \beta \frac{t_г - t_{хл}}{t_г - t_{хз}} (n_{зод} - n_0) \right], \quad (4.3.3)$$

где $n_{год}$ - длительность работы системы горячего водоснабжения, в течении календарного года, $n_{год} = 8400$ ч/год;

β - коэффициент, учитывающий изменение среднего расхода воды на горячее водоснабжение в летний период по отношению к отопительному периоду;

$t_г$ - температура горячей воды в местах водоразбора, $^{\circ}\text{C}$;

$t_{х.з.}$ - температура холодной воды в отопительный период, $^{\circ}\text{C}$;

$t_{х.л.}$ - температура холодной воды в летний период, $^{\circ}\text{C}$;

$$Q_{звс}^{зод} = 0,039 \left[5230 + 0,8 \frac{65 - 15}{65 - 5} (8400 - 5230) \right] = 286 \text{ Гкал/год.}$$

Годовой расход теплоты на район определяется по формуле (4.3.4):

$$\sum Q^{зод} = Q_0^{зод} + Q_{звс}^{зод}, \quad (4.3.4)$$

$$\sum Q^{зод} = 2114 + 286 = 2400 \text{ Гкал/год.}$$

										Лист
										30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.04.01.2019.224.10 ПЗ

5 РАСЧЕТ И ПОСТРОЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРНОГО ГРАФИКА

Значения температур сетевой воды в зависимости от температур наружного воздуха определяются методом регулирования тепловых нагрузок и температурным графиком теплосети.

Температура сетевой воды перед ЦТП (от ТЭЦ) определяем по формуле (5.1):

$$\tau_1 = t_b + \Delta t'_0 \bar{Q}_o^{0,8} + \bar{Q}_o (\delta \tau'_0 - 0,5 \theta'_0) \quad (5.1)$$

Температура сетевой воды после ЦТП определим по формуле (5.2):

$$\tau_{01} = t_b + \Delta t'_0 \bar{Q}_o^{0,8} + 0,5 \bar{Q}_o \theta'_0 \quad (5.2)$$

Температура сетевой воды после отопительной установки определим по формуле (5.3):

$$\tau_{02} = \tau_{01} - \theta' \bar{Q}_o^p \quad (5.3)$$

Исходные данные для расчета:

Температурный график теплосети 150/70 °С, срезка на 70 °С от $t_{\text{ни}}^{\text{тэц}} = +0,8$ °С, с учетом теплопотерь и недогрева водопроводной воды для нужд горячего водоснабжения в скоростных подогревателях.

$$\tau'_{01} = 150^\circ\text{C}, \tau'_{02} = 70^\circ\text{C}, \tau'_{03} = 150^\circ\text{C}$$

$\Delta t'_0$ - температурный напор отопительного прибора определяем по формуле (5.4):

$$\Delta t'_0 = \frac{\tau'_{03} + \tau'_{02}}{2} - t_g, \quad (5.4)$$

$$\Delta t'_0 = \frac{150 + 70}{2} - 20 = 90^\circ\text{C}.$$

$\delta \tau'_0$ - разность температур в подающей и обратной линиях в расчетном режиме (5.5):

$$\delta \tau'_0 = \tau'_{01} - \tau'_{02}, \quad (5.5)$$

$$\delta \tau'_0 = 150 - 70 = 80^\circ\text{C}.$$

θ'_0 - разность температур в местной системе (5.6):

$$\theta'_0 = \tau'_{03} - \tau'_{02}, \quad (5.6)$$

$$\theta'_0 = 150 - 70 = 80^\circ\text{C}.$$

\bar{Q}_o - относительная величина тепловой нагрузки определяется по формуле (5.7):

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

$$\bar{Q}_o = \frac{Q_o}{Q'_o} = \frac{t_g - t_n}{t_g - t_{но}}; \quad (5.7)$$

$$Q_o = Q'_o \cdot \frac{t_g - t_n}{t_g - t_{но}}, \quad (5.8)$$

Расчетный расход теплоты на отопление жилого района:

$$Q'_o = 0,9 \text{ МВт} = 0,774 \text{ Гкал/ч}$$

По формуле (5.7) находим:

$$\bar{Q}_o = \frac{20 - 8}{20 + 38} = 0,207 \text{ МВт.}$$

Относительную величину тепловой нагрузки при остальных температурах наружного воздуха производим аналогично, результаты сводим в таблицу 5.1

Так как кроме отопительной нагрузки есть еще и нагрузка ГВС, то, независимо от метода регулирования, температура воды в подающем трубопроводе не должна быть ниже уровня, определяемого условиями ГВС. Для этого температура воды в подающем трубопроводе должна быть не ниже 65°C для закрытой систем, и при этом нужно учитывать остывание воды в трубопроводах. В летний период вода остывает быстрее, т.к. скорости теплоносителей значительно меньше.

По формулам (5.1, 5.2, 5.3) рассчитаем τ_1 , τ_{o1} и τ_{o2} :

При $t_n = 0^\circ\text{C}$:

Температура сетевой воды перед ЦТП:

$$\tau_1 = 20 + 90 \cdot 0,345^{0,8} + 0,345 \cdot (80 - 0,5 \cdot 80) = 72,23^\circ\text{C}.$$

Температура сетевой воды после ЦТП при $t_n = +8^\circ\text{C}$:

$$\tau_{o1} = 20 + 90 \cdot 0,207^{0,8} + 0,207 \cdot 0,5 \cdot 80 = 53,81^\circ\text{C}.$$

Температура сетевой воды после отопительной установки:

$$\tau_{o2} = 150 - 1 \cdot 80 = 70^\circ\text{C}.$$

Коэффициент смешения на ЦТП определим по формуле (5.9):

$$U = \frac{\tau_1 - \tau_{o1}}{\tau_{o1} - \tau_{o2}}, \quad (5.9)$$

$$U = \frac{70 - 53,81}{53,81 - 37,25} = 0,98$$

Расчеты при остальных температурах наружного воздуха производим аналогично, результаты сводим в таблицу 5.1.

Температурный график тепловых сетей дает возможность устанавливать режим соответствия температуры передаваемого и возвратного теплоносителя среднесуточным температурным показателям окружающего воздуха.

Таблица 5.1 - Расчет температурного графика 150/70

Температура наружного воздуха, $T_n, ^\circ\text{C}$	Относительная нагрузка отопительных установок \bar{Q}_o	Температура сетевой воды перед ЦТП-136, $\tau_1, ^\circ\text{C}$	Температура сетевой воды после ЦТП-136, $\tau_{01}, ^\circ\text{C}$	Температура сетевой воды после отопительной установки, $\tau_{02}, ^\circ\text{C}$	Коэффициент смешения на ЦТП, U
1	2	3	4	5	6
+8	0,207	70	53,81	37,25	0,98
+7	0,224	70	56,15	38,23	0,77
+6	0,241	70	58,47	39,19	0,6
+5	0,259	70	60,9	40,18	0,44
+4	0,276	70	63,17	41,09	0,31
+3	0,293	70	65,42	41,98	0,2
+2	0,310	70	67,66	42,86	0,09
+1	0,328	70	70	43,76	0
0	0,345	72,23	72,23	44,63	0
-1	0,362	74,44	74,44	45,48	0
-2	0,379	76,57	76,57	46,25	0
-3	0,397	78,86	78,86	47,1	0
-4	0,414	81,01	81,01	47,89	0
-5	0,431	83,14	83,14	48,66	0
-6	0,448	85,26	85,26	49,42	0
-7	0,466	87,5	87,5	50,22	0
-8	0,483	89,6	89,6	50,96	0
-9	0,500	91,69	91,69	51,69	0
-10	0,517	93,77	93,77	52,41	0
-11	0,534	95,84	95,84	53,12	0
-12	0,551	97,91	97,91	53,83	0
-13	0,569	100,08	100,08	54,56	0
-14	0,586	102,13	102,13	55,25	0
-15	0,603	104,16	104,16	55,92	0

Продолжение таблицы 5.1

1	2	3	4	5	6
-16	0,621	106,32	106,32	56,64	0
-17	0,638	108,34	108,34	57,3	0
-18	0,655	110,36	110,36	57,96	0
-19	0,672	112,36	112,36	58,6	0
-20	0,690	114,48	114,48	59,28	0
-21	0,707	116,48	116,48	59,92	0
-22	0,724	118,47	118,47	60,55	0
-23	0,741	120,44	120,44	61,16	0
-24	0,759	122,54	122,54	61,82	0
-25	0,776	124,51	124,51	62,43	0
-26	0,793	126,48	126,48	63,04	0
-27	0,810	128,4	128,4	63,6	0
-28	0,828	130,51	130,51	64,27	0
-29	0,845	132,46	132,46	64,86	0
-30	0,862	134,4	134,4	65,44	0
-31	0,879	136,34	136,34	66,02	0
-32	0,897	138,38	138,38	66,62	0
-33	0,914	140,31	140,31	67,19	0
-34	0,931	142,23	142,23	67,75	0
-35	0,948	144,16	144,16	68,32	0
-36	0,966	146,18	146,18	68,9	0
-37	0,983	148,09	148,09	69,45	0
-38	1,000	150	150	70	0

5.1 Расчет расходов теплоносителя у потребителей

Расходы теплоносителя у абонентов зависят от вида тепловой нагрузки и определяются следующим образом по формулам (5.1.1, 5.1.2):

- на отопление:

$$G_o^p = \frac{Q_o' 10^3}{3,6 C_p (\tau'_{03} - \tau'_{02})}, \quad (5.1.1)$$

- на горячее водоснабжение:

$$G_{звс}^p = \frac{Q_o' 10^3}{3,6 C_p \cdot \Delta T_{звс}}, \quad (5.1.2)$$

Рассчитаем расходы теплоносителя при температурном графике 150/70:
По формулам (5.1.1) и (5.1.2) определим:

- на отопление (ул. Мира, 35):

$$G_o^p = \frac{0,200 \cdot 10^3}{3,6 \cdot 1 \cdot (150 - 70)} = 0,778 \text{ кг/с} = 2,8 \text{ т/ч}$$

- на горячее водоснабжение (ул. Мира 35):

$$\Delta T_{\text{ГВС}} = 12^\circ \text{C}$$

$$G_{\text{ГВС}}^p = \frac{0,039 \cdot 10^3}{3,6 \cdot 1 \cdot 12} = 0,9 \text{ кг/с} = 3,25 \text{ т/ч}$$

Расчет расходов теплоносителя у других потребителей производится аналогично, результаты сводим в таблицу 5.1.1.

Таблица 5.1.1 – Расчет расходов теплоносителя у потребителей при температурном графике 150/70

Потребитель	Организация	Отопление		ГВС		ΣG на ввод, т/ч
		ΔT _o , °C	G _o , т/ч	ΔT _{ГВС} , °C	G _{ГВС} , т/ч	
1	2	3	4	5	6	7
ул.Мира 35	жилой дом	80	2,8	12	3,25	6,05
ул. Мира 35	магазин	80	0,64	12	0,42	1,06
ул.Мира 37	жилой дом	80	2,15	12	4,25	6,4
ул.Мира 39А	жилой дом	80	0,75	12	0,67	1,42
ул.Мира 41	жилой дом	80	1,82	12	2,5	4,32
ул. Мира 41	поликлиника	80	0,5	12	0,83	1,33
ул.9 Января 9	жилой дом	80	1,19	12	1	2,19
ул.К.Маркса 38	жилой дом	80	0,96	12	0,75	1,71
Итого						24,48

5.2 Построение графика расходов теплоносителя на ЦТП

Для построения этого графика следует определить следующие расходы теплоносителя при различных температурах наружного воздуха:

1. Расход воды после ЦТП на район в интервале $t_{\text{нк}} = +8^\circ \text{C}$ од $t_{\text{но}} = -38^\circ \text{C}$ постоянен и равен суммарному расходу теплоносителя на район:

$$G_{\text{под}} = 24,48 \text{ т/ч};$$

2. Расход воды после отопительных установок на входе в ЦТП со стороны района, принимается равным расходу воды на район, без учета потерь теплоносителя в тепловых сетях и местных системах отопления:

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

$$G_{обр}=24,48 \text{ т/ч};$$

3. Расход горячей сетевой воды на входе в ЦТП со стороны ТЭЦ, определяется через коэффициент смешения (при $t_n=0 \text{ } ^\circ\text{C}$) (5.2.1):

$$G_{под}^{тс}=G_{под}/(1+U), \quad (5.2.1)$$

$$G_{под}^{тс}=24,48/(1+0,98)=12,36 \text{ т/ч.}$$

При остальных температурах наружного воздуха этот расход рассчитывается аналогично, где коэффициент смешения принимается из таблицы 5.2.

4. Расход подмешиваемой обратной воды так же зависит от коэффициента смешения (5.2.2):

$$G_{п}=G_{под}-G_{под}^{тс}, \quad (5.2.2)$$

$$G_{п}=24,48-12,36=12,12 \text{ т/ч};$$

5. Расход обратной сетевой воды после ЦТП в магистральный трубопровод равен расходу горячей сетевой воды со стороны ТЭЦ:

$$G_{обр}^{тс}=G_{под}^{тс}=12,36 \text{ т/ч};$$

Все результаты расчета сводятся в таблицу 5.2, по которой строится график расходов теплоносителя на ЦТП:

Таблицу 5.2 – Расходы теплоносителя на ЦТП

Температура наружного воздуха $t_n, \text{ } ^\circ\text{C}$	Расход воды на район $G_{под}, \text{ т/ч}$	Расход воды с района $G_{обр}, \text{ т/ч}$	Расход воды с ТЭЦ $G_{под}^{тс}, \text{ т/ч}$	Расход воды на ТЭЦ $G_{обр}^{тс}, \text{ т/ч}$	Расход подмешиваемой воды $G_{п}, \text{ т/ч}$
1	2	3	4	5	6
8	24,48	24,48	12,36	12,36	12,12
7	24,48	24,48	13,83	13,83	10,65
6	24,48	24,48	15,3	15,3	9,18
5	24,48	24,48	17	17	7,48
4	24,48	24,48	18,69	18,69	5,79
3	24,48	24,48	20,4	20,4	4,08
2	24,48	24,48	22,46	22,46	2,02
1	24,48	24,48	24,48	24,48	0
0	24,48	24,48	24,48	24,48	0
-1	24,48	24,48	24,48	24,48	0
-2	24,48	24,48	24,48	24,48	0
-3	24,48	24,48	24,48	24,48	0
-4	24,48	24,48	24,48	24,48	0
-5	24,48	24,48	24,48	24,48	0

Продолжение таблицы 5.2.

1	2	3	4	5	6
-6	24,48	24,48	24,48	24,48	0
-7	24,48	24,48	24,48	24,48	0
-8	24,48	24,48	24,48	24,48	0
-9	24,48	24,48	24,48	24,48	0
-10	24,48	24,48	24,48	24,48	0
-11	24,48	24,48	24,48	24,48	0
-12	24,48	24,48	24,48	24,48	0
-13	24,48	24,48	24,48	24,48	0
-14	24,48	24,48	24,48	24,48	0
-15	24,48	24,48	24,48	24,48	0
-16	24,48	24,48	24,48	24,48	0
-17	24,48	24,48	24,48	24,48	0
-18	24,48	24,48	24,48	24,48	0
-19	24,48	24,48	24,48	24,48	0
-20	24,48	24,48	24,48	24,48	0
-21	24,48	24,48	24,48	24,48	0
-22	24,48	24,48	24,48	24,48	0
-23	24,48	24,48	24,48	24,48	0
-24	24,48	24,48	24,48	24,48	0
-25	24,48	24,48	24,48	24,48	0
-26	24,48	24,48	24,48	24,48	0
-27	24,48	24,48	24,48	24,48	0
-28	24,48	24,48	24,48	24,48	0
-29	24,48	24,48	24,48	24,48	0
-30	24,48	24,48	24,48	24,48	0
-31	24,48	24,48	24,48	24,48	0
-32	24,48	24,48	24,48	24,48	0
-33	24,48	24,48	24,48	24,48	0
-34	24,48	24,48	24,48	24,48	0
-35	24,48	24,48	24,48	24,48	0
-36	24,48	24,48	24,48	24,48	0
-37	24,48	24,48	24,48	24,48	0
-38	24,48	24,48	24,48	24,48	0

6 ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ СЕТИ

6.1 Суммарные падения напора до абонентов

Гидравлический расчет трубопроводов является необходимым этапом проектирования системы теплоснабжения предприятия или населенного пункта.

Для проведения гидравлических расчетов трубопроводов, транспортирующих любой энергоноситель, должны быть предварительно определены и заданы.

Задачей гидравлического расчета является определение:

- диаметров трубопроводов;
- суммарного падения напора до потребителей по расчетным расходам теплоносителя.

Падение давления вызывается затратой энергии на преодоление сил трения между слоями жидкости и стенками трубопровода (так называемое линейное падение давления или напора) и затратой энергии на вихреобразование при прохождении потоком элементов трубопроводного участка, вызывающих изменение его направления и скорости.

При расчете тепловой сети приняты следующие значения удельных потерь давления на трение, согласно [2]:

а) для тепловой магистрали и на ответвлениях от нее до наиболее удаленных потребителей – 80 Па/м;

б) для остальных участков по максимально допустимым – 300 Па/м.

Скорость движения воды в трубопроводах не должна превышать 3,5 м/с.

Рассчитаем сначала участок 1 для температурного графика 150/70.

Порядок гидравлического расчета (участок 1 – от ЦТП-136 до ТК-15):

На основе имеющихся материалов гидравлических испытаний тепловых сетей и водопроводов в СНИП 2-04-07-86 рекомендуются следующие значения абсолютной эквивалентной шероховатости для сетей горячего водоснабжения – $k_{\epsilon} = 0,001\text{ м}$.

1. По расходу теплоносителя и удельным потерям давления на трение определяется диаметр трубопровода на участок (6.1.1):

$$A_d^B = 121 \cdot 10^{-3} \text{ м}^{0,62} / \text{кг}^{0,19} \text{ по таблице 5.1[1].}$$

$$d = A_d^B \cdot \frac{G_m^{0,38}}{R_{\lambda}^{0,19}}, \quad (6.1.1)$$

$$d = 121 \cdot 10^{-3} \frac{17,37^{0,38}}{80^{0,19}} = 152 \text{ мм.}$$

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

2. Диаметр округляется до ближайшего стандартного значения, после чего определяется скорость движения воды на участке и действительные удельные потери давления (6.1.2 и 6.1.3).

Гидравлический расчет закрытой системы теплоснабжения выполняется для подающего теплопровода, принимая диаметр обратного теплопровода и падение давления в нем такими же, как и в подающем.

На участке 1 принимаем $d=159$ мм:

$$\omega = \frac{4G_m}{\pi \cdot \rho \cdot d^2}, \quad (6.1.2)$$

$$\omega = \frac{4 \cdot 17,37}{3,14 \cdot 975 \cdot 0,159^2} = 0,9 \text{ м/с}.$$

$$R = A_R^B \cdot \frac{G^2}{(d \cdot 10^{-3})^{5,25}}, \quad (6.1.3)$$

где $A_R^B = 16,3 \cdot 10^{-6} \text{ м}^{3,25} / \text{кг}$.

$$R = 16,3 \cdot 10^{-6} \frac{17,37^2}{(159 \cdot 10^{-3})^{5,25}} = 76,84 \text{ Па/м}.$$

3. По действительным удельным потерям давления и приведенной длине участка определяется потеря давления на участке (6.1.4):

$$\delta p = R \cdot l_n, \quad (6.1.4)$$

где приведенная длина (l_n) – это сумма длины участка по плану и эквивалентной длины, которая рассчитывается параллельно гидравлическому расчету (6.1.5).

$$l_n = l + l_э, \quad (6.1.5)$$

Эквивалентной длиной называют такую длину прямого участка трубопровода данного диаметра, потери напора в котором при пропуске данного расхода равны рассматриваемым местным потерям. Эквивалентная длина принимается равной сумме эквивалентных длин местных сопротивлений:

$$l_э = \Sigma l = 19,2 + 4,8 + 23,04 + 21,6 + 4,8 = 73,44 \text{ м}.$$

На остальных участках приведенные и эквивалентные длины рассчитываются аналогично. Эквивалентные длины местных сопротивлений для остальных участков сводятся в таблицу 6.1.1.

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

На участках, на которых не известны местные сопротивления, эквивалентная длина принимается равной 30% от длины участка по плану.

По формулам (6.1.5 и 6.1.4) определяем приведенную длину и потери давления на участке:

$$l_n = 108 + 73,44 = 181,44 \text{ м.}$$

$$\delta p = 76,84 \cdot 181,44 = 13941,85 \text{ Па.}$$

Таблица 6.1.1 – Эквивалентные длины местных сопротивлений

Начальный узел уч-ка	Конечный узел уч-ка	Кран проходной	Отвод	Компенсатор	Разделение потока/ответвление	Переход	Сумма
1	2	3	4	5	6	7	8
Магистраль от ЦТП-136							
ЦТП №136	ТК-15	19,2	4,8	23,04	21,6	4,8	73,44
ТК-15	ТК-16	19,2	4,8	11,52	14,4	4,8	54,72
Ответвление							
ТК-15	ТК-15-1	8,84	2,21	5,3	6,63	1,1	24,08
ТК-15-1	К.Маркса 38						0
ТК-15-1	Мира 39а						0
ТК-15	Мира 37		2,87				2,87
ТК-16	Мира, 41		4,3				4,3
ТК-16	9 Января, 9		1,84	4,4			6,24

4. По потере давления и плотности воды на участке определяется потеря напора (6.1.6):

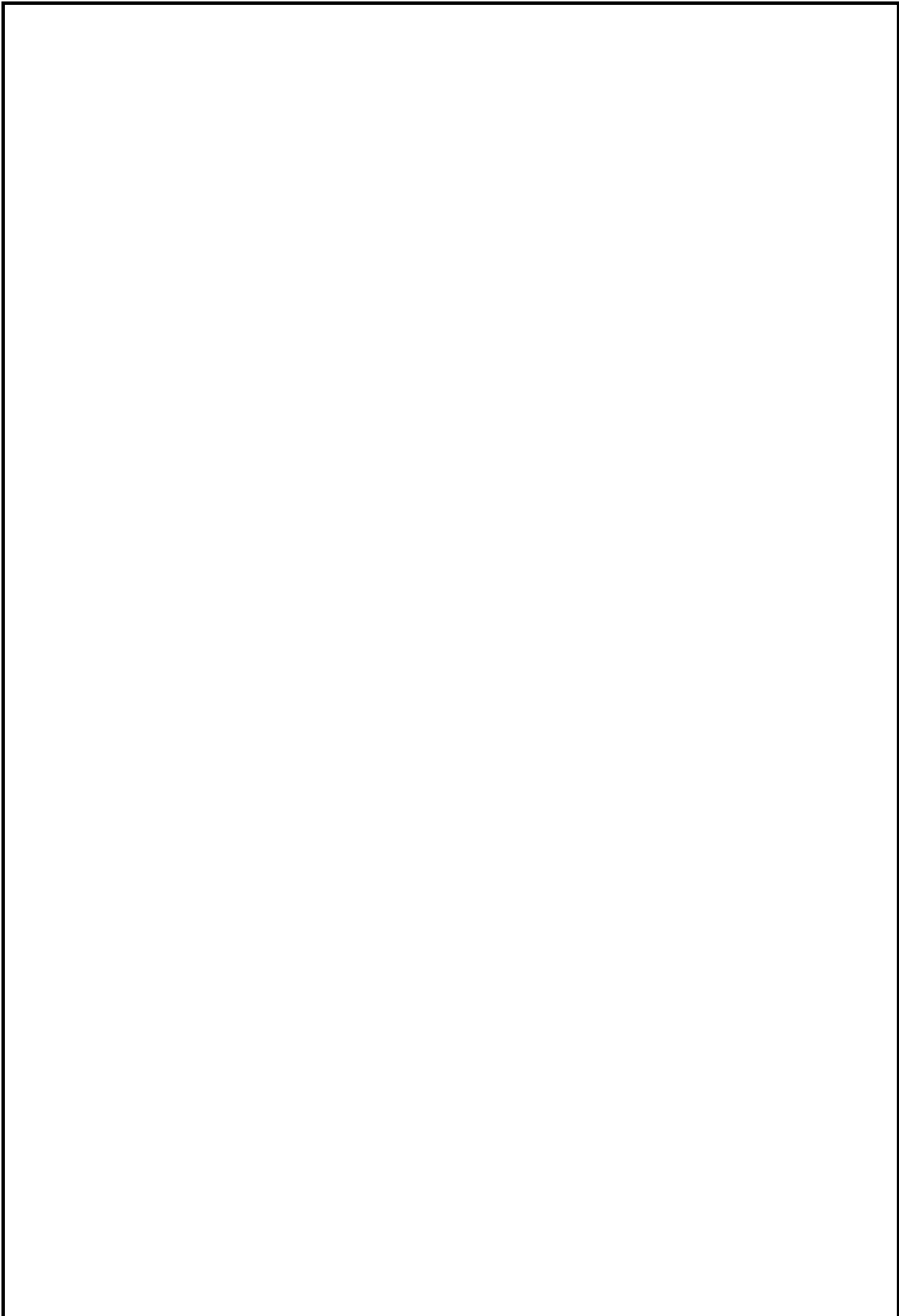
$$\delta H = \frac{\delta p}{\rho \cdot g}, \quad (6.1.6)$$

$$\delta H = \frac{13941,85}{975 \cdot 9,81} = 1,46 \text{ м.}$$

На остальных участках расчеты проводятся аналогично и результаты сводятся в таблицу 6.1.2.

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41



					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
						42
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

6.2 Расчет располагаемых напоров в характерных точках тепловой сети

Располагаемый напор - это требуемая разность давлений (напоров) в конечной точке тепловой сети на абонентских вводах зданий или центральных тепловых пунктах, необходимая для нормальной циркуляции сетевой воды в системах теплоснабжения зданий (в системах отопления, вентиляции, горячего водоснабжения).

Располагаемый напор есть разность полных напоров в подающей и обратной линиях тепловой сети. Полный напор - это сумма геометрического, пьезометрического и динамического напоров. При расчете не учитывается динамический напор, так как он играет, незначительную роль и на практике им пренебрегают.

За условный нуль принята отметка оси насосов равная 223,19 м (Балтийская система отсчета.). Потери в распределительном коллекторе и трубопроводах равны 1,5 м.

Порядок расчета располагаемого напора (участок 1 – от ТК-15 до Мира, 37):

Учитывая то, что самое высокое здание в контуре теплоснабжения ЦТП-136, жилой дом по улице – Мира, 37 – 5 этажей. Для того чтобы хватило напора, обеспечить теплоносителем абонента, находящегося на самой высокой отметке, полный напор в начале участка подающего трубопровода принимается 144,8 метров, а полный напор в начале участка обратного трубопровода принимается 124,5 метров.

1 Полный напор в конце участка обратного трубопровода есть сумма полного напора в начале, потери напора на участке и разности отметок оси трубопровода в начале и в конце участка:

$$H_{\text{обр}}^{\text{кон}} = 124,5 + 0,14 + (83,2 - 83,6) = 124,24 \text{ м.}$$

Остальные участки обратного трубопровода главной магистрали рассчитываются аналогично и результаты расчета сводятся в таблицу 6.2.1.

2 Полный напор в конце участка подающего трубопровода есть разность полного напора в начале и потери напора на участке и разности отметок в конце и в начале участка:

$$H_{\text{под}}^{\text{кон}} = 144,8 - 0,14 + (83,2 - 83,6) = 144,26 \text{ м.}$$

3 Полный напор в нагнетательном патрубке насосов есть сумма полного напора в подающем трубопроводе в начале участка 1, потери напора в коллекторе и коммуникациях ЦТП, и разности отметок оси трубопровода в начале участка и оси насосов:

$$H_{\text{нас}}^{\text{под}} = 144,26 + 0,14 + (83,2 - 83,6) = 144 \text{ м}$$

4 Располагаемые напоры определяются разностью между полными напорами в подающем и обратном трубопроводах в характерных точках тепловой сети (6.2.1 и 6.2.2):

$$H_{\text{расп}}^{\text{нач}} = H_{\text{под}}^{\text{нач}} - H_{\text{обр}}^{\text{нач}}, \quad (6.2.1)$$
$$H_{\text{расп}}^{\text{нач}} = 144,8 - 124,5 = 20,3 \text{ м.}$$

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

$$H_{расп}^{кон} = H_{под}^{кон} - H_{обр}^{кон}, \quad (6.2.2)$$

$$H_{рас}^{кон} = 144,26 - 124,24 = 20,02 \text{ м.}$$

Остальные результаты расчета сводятся в таблицу 6.2.1.

Таблица 6.2.1 – Результаты расчета напора в характерных точках тепловой сети

Начальный участок	Конечный участок	Отметка оси трубопровода, м		Падение напора, м	Полный напор в обратной линии, м		Полный напор в подающей линии, м		Располагаемый напор в конце участка, м
		в начале участка	в конце участка		в начале участка	в конце участка	в начале участка	в конце участка	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Главная магистраль									
ЦТП-136	ТК-15	83,2	83,2	1,46	124,2	125,66	144,66	143,2	17,54
ТК-15	ТК-16	83,2	83,2	0,5	124,4	124,9	144,59	144,09	19,19
Ответвление 1									
ТК-15	ТК-15-1	83,2	83,2	0,21	124,4	124,61	144,6	144,39	19,78
ТК-15-1	К.Маркса 38	83,2	83,2	0,17	124,4	124,57	144,6	144,43	19,86
ТК-15-1	Мира 39А	83,2	83,2	0,019	124,4	124,42	144,6	144,58	20,16
Ответвление 2									
ТК-15	Мира 37	83,2	83,6	0,14	124,5	124,24	144,8	144,26	20,02
Ответвление 3									
ТК-16	Мира 41	83,2	83,6	0,42	124,5	124,52	144,61	143,79	19,27

Продолжение таблицы 6.2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ответвление 4									
TK-16	9 Январ я 9	83,2	83,6	0,52	124,9	125	144,1	143,18	18,18

Гидравлический расчет для участков после реконструкции произведем в программе Zulu. Результаты расчетов сводим в сравнительную таблицу 6.2.2

Таблица 6.2.2 - Сводная таблица гидравлического расчета тепловой сети

Начальный участок	Конечный участок	Располагаемый напор в конце участка до реконструкции, м	Располагаемый напор в конце участка после реконструкции по программе Zulu, м
1	2	3	4
ЦТП-136	TK-15	17,54	20,13
TK-15	TK-16	19,19	20,11
TK-15	TK-15-1	19,78	20,20
TK-15-1	К.Маркса 38	19,86	11,98
TK-15-1	Мира 39А	20,16	12,05
TK-15	Мира 37	20,02	20
TK-16	Мира 41	19,27	20,13
TK-16	9 Января 9	18,18	20

6.3 Определение удельных тепловых потерь энергии для трубопроводов тепловой сети без реконструкции

Средние разности температуры теплоносителя и температуры грунта в отопительный период определяются по формулам (6.3.1, 6.3.2, 6.3.3):

$$\Delta t_{от.п} = \frac{t_{п.от.п} + t_{о.от.п}}{2} - t_{гр.от.п} , \quad (6.3.1)$$

$$\Delta t_{t1} = \frac{t_{п.т1} + t_{о.т1}}{2} - t_{гр.}, \quad (6.3.2)$$

$$\Delta t_{t1} = \frac{t_{п.т2} + t_{о.т2}}{2} - t_{гр.}, \quad (6.3.3)$$

где $t_{п.от.п}$ и $t_{о.от.п}$ - средние значения температуры в подающем и обратном трубопроводах;

$$t_{п.от.п} = 79 \text{ }^{\circ}\text{C}, t_{о.от.п} = 42 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$t_{гр.от.п}$ - средняя температура грунта;

$$t_{гр.от.п} = 0,7 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

$t_{п.т1}$ и $t_{о.т1}$ - меньшая табличная пара табличных значений температур в подающем и обратном трубопроводе;

$$t_{п.т1} = 65 \text{ }^{\circ}\text{C} \text{ и } t_{о.т1} = 50 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

$t_{п.т2}$ и $t_{о.т2}$ - большая табличная пара табличных значений температур в подающем и обратном трубопроводе;

$$t_{п.т2} = 90 \text{ }^{\circ}\text{C} \text{ и } t_{о.т2} = 50 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

$t_{гр.} = 5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ - расчетное значение температуры грунта.

$$\Delta t_{от.п} = \frac{79+42}{2} - 0,7 = 59,8 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$\Delta t_{t1} = \frac{65+50}{2} - 5 = 52,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$\Delta t_{t2} = \frac{90+50}{2} - 5 = 65 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Средние суммарные удельные тепловые потери по подающему и обратному трубопроводам в отопительный период определяются по формуле (6.3.4):

$$q_{п.п} = (q_{п.п.т1} + q_{о.п.т1}) + [(q_{п.п.т2} + q_{о.п.т2}) - (q_{п.п.т1} + q_{о.п.т1})] \frac{\Delta t_{от.п} - \Delta t_{t1}}{\Delta t_{t2} - \Delta t_{t1}}, \quad (6.3.4)$$

где $q_{п.п.т1} = 50$ ккал/ч·м и $q_{о.п.т1} = 33$ ккал/ч·м - нормы плотности для подающего и обратного трубопроводов со средней температурой теплоносителя 65/50 °С [22];
 $q_{п.п.т2} = 71$ ккал/ч·м и $q_{о.п.т2} = 28$ ккал/ч·м - нормы плотности для подающего и обратного трубопроводов со средней температурой теплоносителя 90/50 °С [22].

$$q_{п.п} = (50 + 33) + [(71 + 28) - (50 + 33)] \frac{59,8 - 52,5}{65 - 52,5} = 0,92 \cdot 10^{-4} \text{ Гкал/ч} \cdot \text{ м}$$

Средние разности температуры теплоносителя и температуры грунта в межотопительный период определяются по формуле (6.3.5):

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

$$\Delta t_{\text{межот.п}} = \frac{t_{\text{п.межот.п}} + t_{\text{о.межот.п}}}{2} - t_{\text{гр.межот.п}}, \quad (6.3.5)$$

где $t_{\text{п.межот.п}}$ и $t_{\text{о.межот.п}}$ - средние значения температуры в подающем и обратном трубопроводах;

$$t_{\text{п.межот.п}} = 65 \text{ }^{\circ}\text{C}, t_{\text{о.межот.п}} = 55 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$t_{\text{гр.от.п}}$ - средняя температура грунта;

$$t_{\text{гр.от.п}} = 13,7 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

$$\Delta t_{\text{от.п}} = \frac{65+55}{2} - 13,7 = 46,3 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Средние суммарные удельные тепловые потери по подающему и обратному трубопроводам в межотопительный период определяются по формуле (6.3.6):

$$q_{\text{п.н}} = (q_{\text{п.н.т1}} + q_{\text{о.н.т1}}) + [(q_{\text{п.н.т2}} + q_{\text{о.н.т2}}) - (q_{\text{п.н.т1}} + q_{\text{о.н.т1}})] \frac{\Delta t_{\text{межот.п}} - \Delta t_{\text{т1}}}{\Delta t_{\text{т2}} - \Delta t_{\text{т1}}}, \quad (6.3.6)$$

$$q_{\text{п.н}} = (50 + 33) + [(71 + 28) - (50 + 33)] \frac{46,3 - 52,5}{65 - 52,5} = 0,75 \cdot 10^{-4} \text{ Гкал/ч} \cdot \text{м}$$

6.4 Определение удельных тепловых потерь энергии для трубопроводов тепловой сети после реконструкции

Средние разности температуры теплоносителя и температуры грунта в отопительный период определяются по формулам (6.4.1, 6.4.2, 6.4.3):

$$\Delta t_{\text{от.п}} = \frac{t_{\text{п.от.п}} + t_{\text{о.от.п}}}{2} - t_{\text{гр.от.п}}, \quad (6.4.1)$$

$$\Delta t_{\text{т1}} = \frac{t_{\text{п.т1}} + t_{\text{о.т1}}}{2} - t_{\text{гр.}}, \quad (6.4.2)$$

$$\Delta t_{\text{т2}} = \frac{t_{\text{п.т2}} + t_{\text{о.т2}}}{2} - t_{\text{гр.}}, \quad (6.4.3)$$

где $t_{\text{п.от.п}}$ и $t_{\text{о.от.п}}$ - средние значения температуры в подающем и обратном трубопроводах;

$$t_{\text{п.от.п}} = 79 \text{ }^{\circ}\text{C}, t_{\text{о.от.п}} = 42 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$t_{\text{гр.от.п}}$ - средняя температура грунта;

$$t_{\text{гр.от.п}} = 0,7 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

$t_{\text{п.т1}}$ и $t_{\text{о.т1}}$ - меньшая табличная пара табличных значений температур в подающем и обратном трубопроводе;

$$t_{\text{п.т1}} = 65 \text{ }^{\circ}\text{C} \text{ и } t_{\text{о.т1}} = 50 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

$t_{\text{п.т2}}$ и $t_{\text{о.т2}}$ - большая табличная пара табличных значений температур в подающем и обратном трубопроводе;

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

$$t_{п.т1} = 90 \text{ }^{\circ}\text{C} \text{ и } t_{о.т1} = 50 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

$t_{гр.} = 5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ – расчетное значение температуры грунта.

$$\Delta t_{от.п} = \frac{79+42}{2} - 0,7 = 59,8 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$\Delta t_{т1} = \frac{65+50}{2} - 5 = 52,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$\Delta t_{т2} = \frac{90+50}{2} - 5 = 65 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Средние суммарные удельные тепловые потери по подающему и обратному трубопроводам в отопительный период определяются по формуле (6.4.4):

$$q_{п.н} = (q_{п.н.т1} + q_{о.н.т1}) + [(q_{п.н.т2} + q_{о.н.т2}) - (q_{п.н.т1} + q_{о.н.т1})] \frac{\Delta t_{от.п} - \Delta t_{т1}}{\Delta t_{т2} - \Delta t_{т1}}, \quad (6.4.4)$$

где $q_{п.н.т1} = 28,8 \text{ ккал/ч}\cdot\text{м}$ и $q_{о.н.т1} = 19,2 \text{ ккал/ч}\cdot\text{м}$ – нормы плотности для подающего и обратного трубопроводов со средней температурой теплоносителя $65/50 \text{ }^{\circ}\text{C}$ [22]; $q_{п.н.т2} = 43,9 \text{ ккал/ч}\cdot\text{м}$ и $q_{о.н.т2} = 17,2 \text{ ккал/ч}\cdot\text{м}$ – нормы плотности для подающего и обратного трубопроводов со средней температурой теплоносителя $90/50 \text{ }^{\circ}\text{C}$ [22].

$$q_{п.н} = (28,8 + 19,2) + [(43,9 + 17,2) - (28,8 + 19,2)] \frac{59,8 - 52,5}{65 - 52,5} = 0,56 \cdot 10^{-4}$$

Гкал/ч· м

Средние разности температуры теплоносителя и температуры грунта в межотопительный период определяются по формуле (6.4.5):

$$\Delta t_{межот.п} = \frac{t_{п.межот.п} + t_{о.межот.п}}{2} - t_{гр.межот.п}, \quad (6.4.5)$$

где $t_{п.межот.п}$ и $t_{о.межот.п}$ - средние значения температуры в подающем и обратном трубопроводах;

$$t_{п.межот.п} = 65 \text{ }^{\circ}\text{C}, \quad t_{о.межот.п} = 55 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$t_{гр.от.п}$ - средняя температура грунта;

$$t_{гр.от.п} = 13,7 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

$$\Delta t_{от.п} = \frac{65+55}{2} - 13,7 = 46,3 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Средние суммарные удельные тепловые потери по подающему и обратному трубопроводам в межотопительный период определяются по формуле (6.4.6):

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

$$q_{п.н} = (q_{п.н.t1} + q_{о.н.t1}) + [(q_{п.н.t2} + q_{о.н.t2}) - (q_{п.н.t1} + q_{о.н.t1})] \frac{\Delta t_{\text{межот.п}} - \Delta t_{t1}}{\Delta t_{t2} - \Delta t_{t1}}, \quad (6.4.6)$$

$$q_{п.н} = (28,8 + 19,2) + [(43,9 + 17,2) - (28,8 + 19,2)] \frac{46,3 - 52,5}{65 - 52,5} = 0,42 \cdot 10^{-4}$$

Гкал/ч· м

Вывод: расчет тепловых потерь подтверждает актуальность реконструкции тепловой сети в границах улиц К.Маркса-Мира Калининского административного округа г. Тюмени, т.к. потери в отопительный период уменьшаются на 39,7%, а в межотопительный период – на 44,7%.

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

7 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

Энергосбережение – есть реализация организационных, правовых, технических, управленческих, технологических, экономических и иных мер, направленных на уменьшение объема используемых энергетических ресурсов при сохранении соответствующего полезного эффекта от их использования (в том числе объема произведенной продукции, выполненных работ, оказанных услуг) [14].

Первое «эффективное малозатратное направление для начальной стадии осуществления энергосберегающей политики – это рационализация использования топлива и энергии. За счет реализации этого направления можно сократить потребность в топливе и энергии на» 12-15%.

Основные направления устанавливают цели и задачи повышения эффективности использования топливно-энергетических ресурсов в общей политике социально-экономического развития области, определяют приоритетные и наиболее экономически эффективные мероприятия энергосбережения. [12] Основными целями проведения работ по энергосбережению в Тюмени являются:

- 1) повышение эффективности использования ТЭР потребителями;
- 2) уменьшение негативного воздействия топливно-энергетического комплекса на окружающую среду;
- 3) содействие устойчивому обеспечению населения, жилищно-коммунальной сферы и других отраслей экономики области топливноэнергетическими ресурсами;
- 4) снижение размера платежей потребителей, в том числе бюджетных организаций, за ТЭР.
- 5) снижение финансовой нагрузки на областной бюджет за счет сокращения дотаций на приобретение ТЭР;

Для достижения этих целей должны быть решены следующие основные задачи:

- повышение эффективности использования ТЭР за счет широкого внедрения энергосберегающих технологий и оборудования потребителями ТЭР в различных отраслях экономики области;
- повышение эффективности функционирования ТЭК путем реконструкции и технического перевооружения его отраслей на новой технологической основе;
- снижение вредного воздействия на окружающую среду объектов ТЭК за счет перехода на более экологически чистые виды топлива;
- развитие производства энергоэффективного оборудования и средств учета и регулирования расхода ТЭР предприятиями г. Тюмени;

В соответствии с приказом №-61 Министерства Экономического Развития РФ от 17 февраля 2010 г. Об Утверждении примерного перечня мероприятий в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, основными мероприятиями по энергосбережению являются:

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50

1) Автоматизация процессов горения топлива и питания котельных агрегатов водой обеспечивает экономию топлива до 1,7 %;

2) Работа по режимной карте, температурному графику, с наименьшим коэффициентом избытка воздуха: 1,05... 1,2 – для природного газа;

3) Снижение накипи с внутренней поверхности нагрева радиационных и конвективных труб за счет умягчения питательной воды. Наличие каждого миллиметра накипи вызывает перерасход топлива до 2 % в зависимости от качества котловой и питательной воды;

4) Снижение присосов в топку и газоходы котельных агрегатов за счет плотной и качественной обмуровки.

5) При проектировании котельных следует производить сравнение технико-экономических показателей, вариантов выбора основного и вспомогательного оборудования;

6) Проведение режимно-наладочных испытаний котельных агрегатов, выбор оптимальных режимов работы основного и вспомогательного оборудования, составление режимной карты для обслуживающего персонала, разработка рекомендаций, направленных на повышение экономичности работы котельной установки позволяет экономить топливо в размере 3...5%;

7) Строительство котельных с использованием энергоэффективных технологий с высоким коэффициентом полезного действия;

8) Строительство и модернизация тепловых сетей с использованием энергоэффективных технологий;

9) Снижение энергопотребления на собственные нужды котельных;

10) Внедрение частотно-регулируемого привода электродвигателей тягодутьевых машин и насосного оборудования, работающего с переменной нагрузкой.

11) Установка регулируемого привода в системах водоснабжения и водоотведения.[13]

Тепловая изоляция по области применения разделяется на строительную и технологическую. Строительную изоляцию применяют для ограждающих конструкций зданий и сооружений. Технологическая теплоизоляция находит широкое применение при прокладке различных коммуникаций и монтаже технологического оборудования с целью уменьшения тепловых потерь, обеспечения требуемого теплового режима, создания нормальных условий работы вблизи горячих трубопроводов и аппаратов предохранения от замерзания водных магистралей и т. Д.

Теплотехническая эффективность конструкций промышленной тепловой изоляции определяется в первую очередь коэффициентом теплопроводности теплоизоляционного материала, который определяет требуемую толщину теплоизоляционного слоя, а, следовательно, и нагрузки на изолируемый объект, конструктивные и монтажные характеристики конструкции. Расчетные значения коэффициента теплопроводности принимаются с учетом его зависимости от температуры, степени уплотнения теплоизоляционных материалов в конструкции,

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

шовности конструкции, наличия крепежных деталей. При выборе теплоизоляционного материала учитывают: температуростойкость теплоизоляционных материалов, возможную линейную усадку, потери прочности и массы, степень выгорания связующего при нагреве, прочностные и деформационные характеристики изолируемого объекта, допустимые нагрузки на опоры и изолируемые поверхности и другие влияющие факторы.

На сегодняшний день на российском рынке теплоизоляционных материалов представлена продукция как отечественных, так и зарубежных производителей.

Согласно «Энергетической стратегии России до 2030 года» от 13 ноября 2009 года [1]: энергосбережение в теплоснабжении должно осуществляться по следующим основным направлениям:

- в производстве тепловой энергии – повышение коэффициента полезного действия котлоагрегатов, теплофикационных и других установок на основе современных технологий сжигания топлива, когенерационной выработки тепловой и электрической энергии, увеличение коэффициента использования тепловой мощности, развитие систем распределенной генерации тепла с вовлечением в теплоснабжение возобновляемых источников энергии, повышение технического уровня, автоматизации и механизации мелких теплоисточников, оснащение их системами учета и регулирования отпуска тепловой энергии, а также обоснованное разделение сферы централизованного и децентрализованного теплоснабжения;

- в системах транспорта тепловой энергии – сокращение тепловых потерь и утечек теплоносителя в результате реконструкции тепловых сетей на основе применения теплопроводов заводской готовности, эффективных способов их прокладки, современных запорно-регулирующих устройств, автоматизированных узлов и систем управления режимами, а также организация оптимальных режимов функционирования тепловых сетей, теплоисточников и потребителей.

В соответствии с энергетической стратегией России до 2030 года, научно-исследовательской работой предусмотрены мероприятия по внедрению энергосберегающих технологий в действующую систему теплоснабжения. Теплоизоляционные материалы предназначены для снижения величин теплового потока объекта. Защитно-покровная оболочка теплоизоляционных материалов обеспечивает сохранность теплоизоляционного слоя в эксплуатационных условиях, защищая его от внешних факторов – атмосферных осадков, пульсирующих ветровых нагрузок и других воздействий.

В промышленности теплоизоляционный материал является важным элементом конструкции изолируемых сооружений и оборудования, поскольку, обычно, выполняет не только свою традиционную роль – снижение потерь тепловой энергии в окружающую среду, но также, в большинстве случаев, обеспечивает соблюдение требуемых тепловых режимов конструкций оборудования и технологического режима, им реализуемого. Поэтому эффективность использования теплоизоляционного материала определяется не только ее высокими теплоизолирующими свойствами, но и стабильностью

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

теплозащитных свойств теплоизоляционных конструкций в процессе эксплуатации.

Теплоизоляционные материалы, используемые для изоляции промышленных сооружений, оборудования и трубопроводов в теплоэнергетике – котлов, паровых и газовых турбин, высотных дымовых труб высотой 190-350 метров, резервуаров для хранения жидкого топлива, сжиженных природных и углеводородных газов, газгольдеров, тепловых сетей и др.; в промышленности строительных материалов, химической и нефтегазоперерабатывающей, металлургической, пищевой и и других отраслях промышленного производства – печей, сушил, аппаратов колонного типа, холодильников и т.д. – получили собирательное название промышленной тепловой изоляции.

Важным требованием, предъявляемым к теплоизоляционным материалам, является потребность учета широкого температурного диапазона изолируемых поверхностей – от – 180 до 600°С – и высокий уровень теплового потока, идущего через них, который в 10-15 раз превышает уровень теплового потока через тепловую изоляцию жилых, общественных и промышленных зданий.

Скорость старения пенополиуретана, как и других видов полимерных материалов, во многом зависит от температуры. В ходе лабораторных испытаний на старение было установлено, что при температуре ниже 70С скорость старения пенополиуретана резко снижается. При этом чувствительность пенополиуретана к температурному старению в значительной степени зависит от исходной температуры.

Как следует из данных этих испытаний, после 10-летней эксплуатации пенополиуретана на данных объектах ни теплопроводность, ни влагосодержание пенополиуретанов практически не увеличились. Таким образом, о жестком пенополиуретане можно сказать, что он в буквальном смысле выдержал испытание временем. В 1987 г. Мировое производство теплоизоляционных материалов из жестких ппу достигло 1,236 млн. т.

В настоящее время на территории нашей страны применяется в строительстве более десяти марок жестких пенополиуретанов. Пенополиуретан может использоваться самостоятельно или в сочетании друг с другом для следующих целей: тепло-, звукоизоляция гражданских и промышленных сооружений, хладоизоляция трюмов и холодильного оборудования.

Впервые разработкой полимерных материалов полиуретанов занялись ученые Германии в 1935 году, а в 1937 году Отто Байером был получен первый жесткий полиуретановый пенопласт. Промышленное производство пенополиуретанов на основе сложных полиэфиров было организовано в Германии в 1944 году, а их аналогов на основе более дешевых простых полиэфиров – в США в 1957 году. С 1955 года в Европе началось массовое производство эластичных ппу.

Пенополиуретан обладает уникальным свойством предотвращения распространения огня: он плавится только в зоне открытого воздействия пламени. Именно эта способность пенополиуретана стала причиной широкого применения данного материала в 50-х годах XX столетия в сфере ВПК развитых стран.

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		53

Разветвленная ячеистая структура пенополиуретана использовалась в военной авиационной промышленности для облегчения конструкций и защиты топливных систем боевых самолетов от возгорания и взрыва при их поражении.

Хотя пенополиуретан применяют в области строительства относительно недавно, уже сегодня имеются надежные данные о поведении этих материалов в течение 25 лет эксплуатации.

Кроме этих данных, есть результаты лабораторных испытаний на ускоренное старение, которые дополняют и подтверждают данные натуральных испытаний. Лабораторные испытания показали, что у пенополиуретана низка стойкость к действию минеральных кислот и к большинству органических растворителей. В то же время пенополиуретан хорошо переносит контакт с водой и различными нефтепродуктами, но при погружении в эти жидкости на один год и более разрушаются, особенно если давление жидкости выше атмосферного. Они выполнены с применением новейших технологий и снижения на этой основе затрат на транспорт тепла, использованию полиэтиленовых труб высокой заводской готовности с высокими теплозащитными свойствами теплоизоляционной конструкции, герметично изолированной теплоизоляцией от увлажнения извне и с устройством системы диагностики (ОДК).

Преимуществом труб в ППУ изоляции являются высокотехнологичные характеристики пенополиуретана. Пенополиуретан отличается прочностью, износостойкостью, устойчивостью к набуханию в различных растворителях и маслах, обеспечивает высокую сохранность тепла, нежели чем изолятор из минеральной ваты.

Гибкие трубы в ППУ изоляции Смитфлекс предназначены для прокладки тепловых сетей, сетей горячего и холодного водоснабжения. Поставка гибких труб Смитфлекс осуществляется в бухтах. Один отрезок может составлять до 250 метров, что позволяет уменьшить количество стыковых соединений, значительно сократить время строительства трубопровода и затраты на монтаж трубопровода. Конструкция гибких трубопроводов ППУ обладает способностью компенсировать тепловые перемещения, при этом отпадает необходимость применения компенсирующих устройств и неподвижных опор. Гибкие трубы ППУ не подвержены внешней и внутренней коррозии, их пропускная способность сохраняется в течение всего срока эксплуатации. Эти трубы рассчитаны, как правило, на бесканальную прокладку, что позволяет, при необходимости, миновать существующие каналы при реконструкции. Гибкость труб позволяет плавно обходить препятствия, строения, коммуникации.

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

8 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ

Величина утечки воды из тепловых сетей и систем отопления является одним из немаловажных показателей работы системы теплоснабжения.

Если обнаружены утечки, то это означает не только потерю химически очищенной воды, но и потерю теплоты с этой водой. Кроме того, утечки воды способствуют ухудшению качества отопления, так как при этом убыль воды пополняется подпиточной водой, температура которой часто бывает значительно ниже сетевой. Если подпитка тепловых сетей производится водопроводной водой (химически неочищенной), то в этом случае усиливается коррозия внутренних стенок труб и нагревательных приборов, а в подогревательных установках ускоряется процесс образования накипи и коррозии.

Признаком утечки воды является падение давления на манометрах, установленных на ИТП или ЦТП. При этом увеличивается подпитка воды для восполнения ее убыли и достижения заданного давления в тепловых сетях и системах отопления. Для обнаружения утечки сетевой воды в первую очередь следует произвести внешний осмотр тепловых сетей. При этом следует обратить внимание на крышки теплофикационных камер.

Потери тепла в тепловых сетях в основном связаны с утечкой теплоносителя из сети, вследствие чего увеличивается количество подпиточной химводоочищенной воды, и это приводит к увеличению сточных вод.

Для обеспечения надежной, долговечной и безаварийной работы системы теплоснабжения необходима качественная подготовка подпиточной воды. Особенно важное значение имеет водоподготовка в открытых системах теплоснабжения, где расход подпиточной воды велик, поскольку он восполняет кроме утечек воды из сети также расход воды на горячее водоснабжение. Подпиточная вода тепловых сетей не должна вызывать накипеобразования и шламовыделения в подогревателях, трубопроводах и местных системах, а также коррозию металла. При наличии непосредственного водоразбора подпиточная вода должна согласно требованиям санитарного надзора соответствовать по всем показателям, в том числе по цветности и запаху, питьевой воде (ГОСТ 2874-73 «Вода питьевая»). Согласно ПТЭ подпиточная вода должна удовлетворять следующим нормам: содержание кислорода не более 0,05 мг/л; содержание взвешенных частиц не более 5,0 мг/л, при наличии в системе теплоснабжения пиковых водогрейных котлов остаточная карбонатная жесткость должна быть не более 400 мкг-экв/л, содержание свободной углекислоты не нормируется.

Для обеспечения в открытых системах теплоснабжения качества горячей воды, подаваемой абонентам соответствующего ГОСТ 2874-73 «Вода питьевая», исходная вода, используемая для приготовления подпиточной воды, должна иметь низкую окисляемость (не более 4 мг/л). Опыт эксплуатации открытых систем теплоснабжения показывает, что при повышенной окисляемости сетевой воды в застойных зонах системы возникают сульфидные загрязнения, сообщающие воде неприятный запах и цветность.

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

Возможности сокращения утечек теплоты в строительных конструкциях достаточно широки. А сами потери зачастую очень существенны и сохраняются до самого конца эксплуатации объекта. К таким можно отнести, например, тепловыделения неподвижных опор трубопроводов тепломагистралей. Выполненные по межведомственным нормам, эти узлы практически никак не препятствуют оттоку теплоты наружу. Между бетонным щитом и упорными металлическими фланцами, приваренными с помощью косынок к трубе, не предусмотрена даже простейшая изоляция. В результате чего за счет теплопроводности металла прогревается вся конструкция. А поскольку бетонный щит опирается на фундамент или заземлен в боковых стенках, то переток теплоты может продолжаться сколь угодно долго. При наружной прокладке тепломагистрали потери теплоты становятся еще больше, т. к. щит со всех сторон (пяти граней) контактирует с атмосферой. Прокладка из теплостойкой резины с низким коэффициентом теплопроводности типа транспортной ленты между бетоном и упорными фланцами может прервать тепловой поток, уходящий наружу.

Значительно больше по количеству (в пять и более раз) применяются на теплосетевых трубопроводах подвижные скользящие опоры, сконструированные по старому принципу – решение только механических вопросов, не затрагивая снижения потерь теплоты. Огромные утечки тепловой энергии возникают из-за теплопроводности достаточно большой площади контакта каждой индивидуальной опоры трубы с плоскостью скольжения, приваренной к закладной детали каждого бетонного основания. А далее теплота переходит в бетон, почву и атмосферу. Конвективные потери свести к минимуму для такой опоры также не получается из-за трудности всю ее заизолировать.

Таким образом, сохраняются многочисленные условия перетока теплоты в атмосферу и почву. Если бы удалось снизить переход наружу теплоты, уходящей за счет теплопроводности, то потери энергии резко сократились. Такое достигается уменьшением металлического контакта с опорой. Тепловые потери являются величиной индивидуальной для конкретной тепловой сети и не могут напрямую применяться в качестве аналогов для других тепловых сетей, т.к. включенные в испытания участки тепловых сетей существенно отличаются по диаметру, глубине прокладки и условиям эксплуатации от основной массы теплосетей. Условия эксплуатации изменяются в зависимости от времени года, а также отличаются по влиянию потребителей (резкое отличие температуры воды в обратной трубе и ступенчатое изменение этой температуры по отрезкам теплосети в реальных условиях эксплуатации).

Измерить тепловые потери по существующей методике можно только в межотопительный сезон, только в определенных гидрологических условиях (лето, ранняя осень), только для весьма протяженного отрезка трубопроводов (более 3 км) и только на некоторых участках теплосети, представленных в основном магистральными трубопроводами. Фактическая величина тепловых потерь в квартальных тепловых сетях не поддается прямому измерению по

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

существующей методике по техническим причинам.

Для подготовки воды тепловых сетей используют нехимическую обработку, химическую и биологическую обработку.

Чаще всего нарушение действующих нормативов по качеству воды для тепловых сетей касается содержания растворенного кислорода: обычно оно составляет 0,1–0,17 мг/л, хотя допустимая концентрация – 40–60 мкг/л. В то же время присутствие в воде растворенного кислорода вызывает в системах ГВС более интенсивную коррозию труб, нежели при холодном питьевом водоснабжении. Требуемой концентрации остаточного кислорода можно добиться деаэрацией. А присутствующий в воде в виде микропузырьков воздух удаляется с помощью сепараторов различной конструкции. Кроме усиления коррозии, воздух, скапливаясь в различных участках системы и образуя так называемые воздушные пробки, препятствует нормальному течению воды.

Серьёзная для тепловых сетей проблема – образование минеральных отложений на поверхности водогрейного оборудования, труб и сантехники.

Для предотвращения этого в некоторых случаях на водогрейном оборудовании устанавливают ультразвуковые излучатели, препятствующие осаждению шлама на поверхности оборудования и трубопроводов. В дальнейшем он удаляется из системы путем фильтрования. Один из видов такого оборудования – аппараты марки «Зевсоник», предназначенные для защиты от накипи различного теплообменного оборудования. Действие этих аппаратов основано на возбуждении интенсивных акустических импульсов.

Среди химических препаратов для обработки воды тепловых сетей есть как реагенты, обладающие узконаправленным – антикоррозионным или антинакипным – действием, так и комплексные, улучшающие качество воды сразу по нескольким параметрам.

В закрытых контурах, в системах открытого типа в качестве ингибиторов коррозии и минеральных отложений применяют реагенты на основе силиката натрия. В основном, эти препараты содержат натриевую соль кремневой кислоты и гидроокись натрия. Действие этой композиции также основано на ее пленкообразующих свойствах. В результате действия многих видов химических реагентов при водоподготовке в системе ГВС образуются легкие взвеси, легкоудаляемые осадки. Однако и они могут причинить вред оборудованию и участвовать в формировании отложений на внутренней поверхности труб и оборудования.

Для удаления из горячей воды нерастворимых примесей используют фильтры механической очистки и гидроциклоны. В основном, эти устройства подобны тем, которые применяют в системах холодного водоснабжения (разумеется, с поправкой на более высокую температуру), но особенности очистки горячей воды после точек ввода следует рассмотреть отдельно.

Обычно непосредственно у потребителя ставится фильтр грубой очистки с размером ячейки сетки 400–500 мкм. Главное его назначение – защита водомеров и арматуры. Более тонкие фильтры в этом месте нецелесообразны, так как будут

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

очень быстро забиваться. А вот после водомеров, как правило, устанавливают промывные фильтры, назначение которых – удалять большую часть взвешенных веществ. Чаще всего для этой цели применяют фильтры с порогом задержания от 20 до 100 мкм. Они надежно защищают запорную арматуру и смесители, но также требуют периодической чистки. Можно применять фильтры с программируемой автоматической промывкой, но они значительно сложнее и дороже.

Более доступный вариант организации удаления мельчайших механических примесей – фильтры со сменными картриджами с размером пор в диапазоне 1–20 мкм. Они имеют различную производительность, а срок их службы изменяется от 3 до 12 мес. Следует отметить, что такие малые размеры пор позволяют задерживать примеси железа в различных степенях окисления (Fe^{3+} и Fe^{2+}), защищая фаянсовую и эмалированную сантехнику от рыжих подтеков. Картриджные фильтры для ГВС подобны тем, что используют для очистки холодной питьевой воды; различие лишь в материалах корпуса и собственно фильтра.

Помимо удаления механических примесей, качество воды в ГВС характеризует отсутствие биологической зараженности. Наиболее опасны легионеллы, которые особенно быстро размножаются в накопительных резервуарах, застойных зонах трубопроводов, а также при периодическом использовании горячей воды и отключении ГВС. Благоприятной средой для их размножения являются стоячие воды с температурой 25–45 °С.

Обычно эффективной дезинфекции вода подвергается на стадии подготовки. Однако любые нарушения в работе ГВС повышают опасность ее заражения. Наиболее распространенный способ борьбы с легионеллами – термическая обработка воды: нагрев воды до температуры 70–80 °С мгновенно приводит к полной дезинфекции воды от этого вида бактерий. При понижении температуры время обработки должно, соответственно, быть увеличено. Так, при 65 °С время обработки воды должно быть не менее 10, а при 60 °С – 20 мин. Недостаток метода заключается в том, что горячая вода, подаваемая потребителю, имеет более низкую температуру, а нагрев в местах установки нагревателей не исключает образования застойных зон.

Для борьбы с легионеллами предлагаются различные технические решения. Накопительные бойлеры всё чаще оснащают функцией автоматического периодического нагрева воды до температуры, обеспечивающей дезинфекцию; трубопроводы проектируются таким образом, чтобы в них не было места застойным зонам; в циркуляционных линиях устанавливают специальные термостатические клапаны, не допускающие опасного понижения температуры и т.д.

Распространенным методом дезинфекции является применение УФ-излучения. В процессе такой обработки не образуются токсичные продукты, не ухудшаются органолептические показатели воды.

Все схемы водоподготовительных установок включают в себя предочистку воды и ионный обмен. Предочистка состоит из коагуляции, известкования и

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

фильтрации. Все эти методы требуют применения реагентов.

Солевые сбросы ВПУ содержат нейтральные соли, кислоты, щелочи, которые приводят к повышению солесодержания водоемов и изменению показателя рН.

Сточные воды ВПУ могут содержать шлам, органические вещества, грубодисперсные вещества, соединения железа, алюминия, $Mg(OH)_2$ и $CaCO_3$.

Удаление грубодисперсных примесей и корректировка рН не вызывает особых трудностей, а вот снижение концентрации растворенных примесей должно сводиться к повторному проведению тех же процессов, которые использовались на ВПУ. Это в конечном итоге приведет к возрастанию количества сбрасываемых солей. Увеличатся также суммарные затраты на очистку воды. Временным выходом из этого положения может быть применение методов, ограничивающих и исключающих применение реагентов (электролиз, дистилляция). Поэтому важной задачей при подготовке воды на ВПУ является снижение сброса сточных вод.

Решение этой задачи требует:

- разработки новых методов водоподготовки, которые снижают сбросы сточных вод;

- разработки эффективных методов регенерации реагентов из сточных вод.

В настоящее время сточную воду предпочтительно рекомендуется:

- отводить в систему гидрозолоудаления;

- направлять (при $pH > 9$) на нейтрализацию кислых стоков ВПУ;

- направлять нашламоотвал при близком его расположении от ТЭС с возвратом осветленной воды для повторного использования в качестве промывочной воды механических фильтров;

- направлять в отстойники периодического действия с возвратом осветленной воды для повторного использования в качестве промывочной воды механических фильтров;

- направлять в специальные устройства обезвоживания шлама (например, барабанно-вакуумные фильтры) с возвратом осветленной воды для повторного использования.

Сточные воды ионообменной части водоподготовительных установок в основном представляют собой истинные растворы солей. Эти воды рекомендуется направлять в зависимости от местных условий:

- в водоемы с соблюдением санитарных и рыбохозяйственных требований к качеству воды водоема в расчетном створе;

- в системы гидрозолоудаления;

- в пруды-испарители при благоприятных климатических условиях;

- на выпарные установки;

- в подземные водоносные горизонты, непригодные для хозяйственных целей и хорошо изолированные от подземных вод, используемых для водоснабжения.

Непосредственный сброс в водоем возможен нейтральных сточных вод. Если сточные воды кислые или щелочные, то требуется предварительная нейтрализация. Сточные воды ионообменных установок, как правило, имеют

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

кислую реакцию, поэтому в качестве реагентов используют: доломит, мраморную крошку, щелочи. Чаще всего используют известь. Нейтрализацию можно также производить аммиачной водой.

Процесс нейтрализации осуществляется в баках-нейтрализаторах. Перемешивание в баке производится сжатым воздухом.

В случае, если сточная вода имеет щелочной характер, нейтрализацию можно производить с помощью дымовых газов (за счет растворения CO_2 , SO_2 , NO_2).

Также используют метод обработки сточных вод ВПУ с применением испарителей для концентрирования и глубокого упаривания сточных вод.

В настоящее время ведется большая работа по сокращению подпиточной воды в тепловых сетях. С 1985 года по настоящее время подпитка уменьшилась в 10 раз, а значит и сброс воды уменьшился. Это было достигнуто в основном реконструкцией оборудования и совершенствованием технологического процесса тепловых сетей. Предусматриваются планово-предупредительные ремонты, если раньше менялось 2-3 км теплотрасс в год, то в настоящее время производится замена 25-30 км в год. Большое внимание уделяется качеству строительных и ремонтных работ. Пересматриваются принципы, и модели работ меняются с аварийных на плановые, разрабатываются системы деления района на участки, закрепляется каждый участок за бригадой. Вследствие этого, обходы тепловых сетей стали не аварийными, а текущими. Все это приводит к уменьшению подпитки тепловых сетей. Сейчас ставятся новые задачи сократить подпитку тепловых сетей до нуля.

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

9 СОДК, КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ И ОПИСАНИЕ ПРИНЦИПОВ ИХ РАБОТЫ

Средства автоматизации и контроля должны обеспечивать работу тепловых сетей без постоянного обслуживающего персонала (с пребыванием персонала не более 50% рабочего времени).

Система оперативного дистанционного контроля (СОДК) предназначена для проведения непрерывного контроля состояния теплоизоляционного слоя из пенополиуретана (ППУ) предизолированных трубопроводов в течение всего срока их службы. СОДК является одним из основных инструментов технического обслуживания трубопроводов, построенных по технологии «труба в трубе» с использованием сигнальных медных проводников. Комплекс приборов и оборудования СОДК позволяет своевременно и с большой точностью находить места повреждений. Применение СОДК способствует безопасной эксплуатации трубопроводных систем, позволяет значительно уменьшить затраты и время на ремонтные работы.

9.1 Принцип действия и организация системы

Система контроля основана на применении датчика увлажнения изоляции, распределенного по всей длине трубопровода. Сигнальные медные проводники (не менее двух), находящиеся в теплоизоляционном слое каждого элемента трубопровода, соединяются по всей длине разветвленной сети трубопровода в двухпроводную линию, объединенную на конечных элементах в единую петлю. Проводники любых ответвлений включаются в разрыв сигнального проводника основного трубопровода. Эта петля из медных сигнальных проводников, стальная труба всех элементов трубопровода и теплоизоляционный слой из жесткого пенополиуретана между ними и образуют датчик увлажнения изоляции. Электрические и волновые свойства этого датчика позволяют:

1. Контролировать длину датчика увлажнения или длину сигнальной петли и как следствие длину участка трубопровода охваченную этим датчиком.
2. Контролировать состояние влажности теплоизоляционного слоя участка трубопровода охваченного этим датчиком.
3. Осуществлять поиск мест увлажнения теплоизоляционного слоя или обрыва сигнального провода, на участке трубопровода охваченного этим датчиком.

Контроль длины датчика увлажнения необходим для получения достоверных сведений о состоянии влажности теплоизоляционного слоя по всей длине участка трубопровода, охваченного этим датчиком. Длина сигнальной петли (длина датчика увлажнения) определяется, как отношение общего сопротивления сигнальных проводников, соединённых в замкнутую цепь к их удельному сопротивлению. Длина участка трубопровода охваченная этим датчиком составляет половину .

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

При контроле состояния влажности применяется принцип измерения электрической проводимости теплоизоляционного слоя. С увеличением влажности увеличивается электропроводимость теплоизоляции и уменьшается сопротивления изоляции. Увеличение влажности теплоизоляционного слоя может быть вызвано утечкой теплоносителя из стального трубопровода или проникновением влаги через внешнюю оболочку трубопровода.

Поиск мест повреждений осуществляется на принципе отражения импульсов (метод импульсной рефлектометрии). Увлажнение изоляционного слоя или обрыв провода приводят к изменению волновых характеристик датчика увлажнения изоляции в конкретных локальных участках. Сущность метода отраженного импульса заключается в зондировании линии сигнальных проводников высокочастотными импульсами. Определение величины задержки между временем отправки зондирующих импульсов и временем получения импульсов, отраженных от неоднородностей волновых сопротивлений (намокание изоляции или повреждений сигнальных проводников) позволяет вычислить расстояния до этих неоднородностей.

Для оперативной работы с датчиком увлажнения изоляции предусмотрен вывод сигнальных проводников и «массы» тела стальной трубы из теплоизоляционного слоя. Данные выводы организуются с помощью специальных элементов трубопровода, в которых вывод сигнальных проводников осуществляется кабелем, проходящим через внешнюю изоляцию с помощью герметизирующего устройства. Эти кабели, выведенные в технологические помещения, наземные или настенные ковера, вместе с подключёнными к ним терминалами образуют на трассе точки контроля и коммутации – технологические измерительные пункты.

Различаются концевые и промежуточные измерительные технологические пункты.

В концевых измерительных пунктах применяются концевые элементы трубопровода с кабельными выводами. Кабели от подающей и обратной трубы подключаются к концевому терминалу установленному в технологических помещениях или сооружениях, наземных или настенных коверах.

В промежуточных пунктах обычно применяются элементы трубопровода с промежуточным кабельным выводом. Кабели от обоих трубопроводов выводятся в наземный ковер или технологические сооружения и подключаются к промежуточному или двойному концевому терминалу. Но в местах разрыва тепловой изоляции (в тепловой камере и т.п.) организация промежуточного измерительного пункта осуществляется с помощью концевых элементов с кабельными выводами. Кабели от всех элементов трубопроводов выводятся в наземный ковер или технологическое сооружение и подключаются к соответствующему терминалу.

Технологические измерительные пункты, установленные через определённые расстояния, позволяют оперативно производить поисковые измерения с достаточной точностью.

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

9.2 Состав оборудования

Система контроля разделяется на следующие части: трубная, сигнальная и дополнительные устройства.

Трубная часть – это все элементы трубопровода и комплектующие изделия, непосредственно образующие датчик увлажнения изоляции:

1. Элементы трубопровода с двумя или более медными сигнальными проводниками.
2. Промежуточные и концевые кабельные выводы.
3. Концевые элементы трубопровода.
4. Монтажно-соединительные комплекты для соединения сигнальных проводников при гидроизоляции стыков и для удлинения кабельных выводов.

Элементы трубопровода с двумя или более медными сигнальными проводниками это предварительно изолированные трубы, отводы, компенсаторы, тройники, шаровые краны, и т.п.

Сигнальные проводники, установленные внутри ППУ изоляции каждого элемента располагаются параллельно стальной теплоносущей трубе на расстоянии 16÷25 мм. От неё. При сборке труб проводники фиксируются в центриаторах полиэтиленовой оболочки, которые устанавливаются на расстоянии 0,8÷1,2 м друг от друга. Эти проводники изготавливаются из медной проволоки сечением 1,5 мм²(марка ММ 1,5).

Во всех элементах провода системы контроля располагаются в положении «без десяти минут два часа».

Концевой кабельный вывод устанавливается в местах окончания теплоизоляции. Конструктивно может выполняться в двух вариантах.

Первый вариант – концевой элемент трубопровода с кабельным выводом и металлической заглушкой изоляции (ЗИМ КВ). В данном элементе два провода трехжильного кабеля подключается к сигнальным проводникам на торце трубы, третий провод подключается к стальной трубе, а кабель выводится через герметизирующее устройство, установленное на заглушке изоляции. Этот вариант применяется для вывода си Второй вариант – концевой элемент трубопровода с металлической заглушкой изоляции и кабельным выводом (КВ ЗИМ). В данном элементе два провода трехжильного кабеля включаются в разрыв основного сигнального провода, третий провод подключается к стальной трубе, а кабель выводится через герметизирующее устройство, установленное на оболочке трубы. Этот вариант применяется для вывода сигнальных проводников в специальные технологические устройства (ковера), устанавливаемые снаружи инженерных сооружений и зданий.

Сигнальных проводников внутри инженерных сооружений и технологических помещений.

Промежуточные кабельные выводы предназначены для разделения разветвленной сети трубопровода на участки определенной длины, что обеспечивает необходимую точность при поиске неисправностей системы

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

контроля. Они устанавливаются по длине трассы через расстояния, определяемыми нормативной документацией (СП 41-105-2002) и согласованными с эксплуатирующими организациями. Промежуточный кабельный вывод выполняется в виде специального элемента трубопровода, в котором четыре провода пятижильного кабеля включаются в разрыв сигнальных проводов, пятый провод подключается к рабочей трубе, а сам кабель выводится через герметизирующее устройство установленное на оболочке трубы.

Концевые элементы трубопровода устанавливаются в местах окончания теплоизоляции и предназначены для объединения двухпроводной линии в единую петлю и защиты теплоизоляционного слоя от проникновения влаги. Соединение сигнальных проводников между собой на концевых элементах трубопровода произведено по торцу изоляционного слоя под заглушкой изоляции.

Комплект удлинения трёхжильного кабеля вывода применяется для удлинения трёхжильного кабеля системы ОДК на концевых кабельных выводах при монтаже трубопровода.

Комплект поставки:

- кабель трёхжильный - 5 м;
- термоусадочная трубка диаметром 25 мм L= 0,12 м;
- мастика ленточная «Герлен» – 0,2 м²;
- изолента – 1 рулон на 10 комплектов;
- обжимная муфта для соединения проводов – 3 шт;
- термоусадочная трубка диаметром 6 мм L= 3см – 3 шт;

Расходные материалы (в комплект поставки не входят):

- припой – 3г.
- флюс или паяльная паста – 1,5г.

Комплект удлинения пятижильного кабеля вывода применяется для удлинения пятижильного кабеля системы ОДК на промежуточном кабельном выводе при монтаже трубопровода.

Комплект поставки:

- кабель пятижильный – 5 м;
- термоусадочная трубка диаметров 25 мм – 0,12 м;
- мастика ленточная « Герлен « – 0,2 м²;
- изолента – 1 рулон 1 – 8 комплектов;
- обжимная муфта для сращивания проводов – 5 шт.
- термоусадочная трубка диаметром – 6 мм L= 3см - 5 шт

Расходные материалы (в комплект поставки не входят):

- припой – 5г.
- флюс или паяльная паста – 2,5г.

Сигнальная часть состоит из элементов сопряжения и приборов:

1. Измерительные и коммутационные терминалы для подключения приборов в точках контроля и коммутации сигнальных проводников.
2. Приборы контроля (детекторы, индикаторы) переносные и стационарные.

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

3. Приборы поиска местонахождения неисправностей (импульсный рефлектометр).

4. Измерительные приборы (тестер изоляции, мегомметр, омметр).

5. Кабели для монтажного подсоединения терминалов и соединения терминалов со стационарными приборами контроля.

Для коммутации сигнальных проводников и подключения приборов к соединительным кабелям в точках контроля и коммутации применяются специальные коммутационные коробки – терминалы.

Терминалы разделяются на два основных вида: измерительные и герметичные.

Измерительные терминалы предназначены для оперативной коммутации сигнальных проводников при проведении измерений. Необходимая коммутация и измерения производятся с помощью внешних штекерных разъемов, без вскрытия терминала. Терминалы этого вида устанавливаются в сухих или хорошо проветриваемых инженерных устройствах (наземных или настенных коверах и т.п.) и технологических помещениях (ЦТП, ИТП и т.п.).

Герметичные терминалы предназначены для коммутации сигнальных проводников в условиях повышенной влажности. Необходимая коммутация и измерения производятся с помощью разъемов, установленных внутри терминалов. Для доступа к ним требуется снятие крышки терминала. Терминалы этого вида могут устанавливаться в любых технологических устройствах (наземных или настенных коверах и т.п.), сооружениях и помещениях (в тепловых камерах, в подвалах домов и т.п.)

Типы измерительных терминалов:

- концевой терминал (КТ-11, КИТ, КСП 10-2 и ТКИ, ТКИМ) – устанавливается в точках контроля на концах трубопровода;

- концевой терминал с выходом на стационарный детектор (КТ-15, КТ-14, ИТ-15, ИТ-14, КДТ, КДТ2, КСП 12-5 и ТКД) – устанавливается на конце трубопровода, в точке контроля, где предусмотрено подключение стационарного детектора;

- промежуточный терминал (КТ-12/Ш, ИТ-12/Ш, ПИТ, КСП 10-3, ТПИ и ТПИМ) – устанавливается в промежуточных точках контроля трубопровода и в точках контроля в начале боковых ответвлений.

- двойной концевой терминал (КТ-12/Ш, ИТ-12/Ш, ДКИТ, КСП 10-4 и ТДКИ) – устанавливается в точке контроля на границе разделения систем контроля сопрягаемых проектов;

Типы герметичных терминалов:

- концевой терминал герметичный – устанавливается в точках контроля на концах трубопровода;

- промежуточный терминал (КТ-12, ИТ-12, ПГТ и ТПГ) – устанавливается в промежуточных точках контроля трубопровода и в точках контроля в начале боковых ответвлений.

- объединяющий терминал герметичный (КТ-16, ИТ-16, ОТ6, ОТ4, ОТ3, КСП 13-3, КСП 12-3, ТО-3 и ТО-4) – устанавливается в тех точках контроля, где

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

необходимо объединить в единую петлю несколько участков трубопровода или несколько отдельных трубопроводов;

- объединяющий терминал герметичный с выходом на стационарный детектор (КТ-16, ИТ-16, ОТ6, ОТ3, КСП 13-3, КСП 12-3 и ТО-3) – устанавливается в точке контроля, где необходимо объединить в единую петлю несколько отдельных трубопроводов, и в которой предусмотрено подключение кабеля от стационарного детектора;

- проходной терминал герметичный (КТ-15, ИТ-15, ПТ, КСП 12 и ТП) – устанавливается в местах разрыва ППУ изоляции (в тепловых камерах, в подвалах домов и т.п.) для коммутации соединительных кабелей или устройства дополнительной точки контроля при необходимости применения соединительных кабелей большой длины.

Терминалы присоединяют к проводникам ОДК с помощью соединительных кабелей: 3-х жильный кабель (NYM 3x1,5) для соединения терминалов на концевых участках теплотрассы и 5-ти жильный кабель (NYM 5x1,5) для соединения терминалов на промежуточных участках теплотрассы. Подключение и эксплуатация терминалов производится согласно технической документации предприятия-изготовителя.

Приборы контроля

Контроль состояния системы ОДК в процессе эксплуатации трубопроводов осуществляется с помощью прибора, называемого детектором. Этот прибор фиксирует электрическую проводимость теплоизоляционного слоя. При попадании воды в теплоизоляционный слой его проводимость увеличивается и это регистрируется детектором. Одновременно детектор измеряет сопротивление проводников, соединённых в замкнутую цепь.

Детекторы могут питаться от сети напряжением 220 Вольт (стационарные), либо от автономного источника питания 9 Вольт (переносные).

Стационарный детектор позволяет одновременно контролировать две трубы с максимальной длиной от 2,5 до 5 км каждая, в зависимости от модели.

При использовании стационарного детектора СД-М2 возможна организация централизованной СОДК разветвленной теплосети значительной протяженности (до 5 км) из единого диспетчерского пункта. Для этого в стационарном детекторе предусмотрены контакты с гальванической развязкой по каждому каналу, которые замыкаются при возникновении неисправностей.

Подключение и эксплуатация стационарных детекторов производится согласно технической документации предприятия-изготовителя.

Переносной детектор позволяет контролировать трубу с максимальной длиной от 2 до 5 км в зависимости от модели. Одним детектором можно контролировать разные участки трубопроводов, которые не связаны между собой в единую систему. Переносной детектор на объекте стационарно не устанавливается, а подключается к контролируемому участку сотрудником, производящим обследование в порядке эксплуатации.

Приборы поиска повреждений

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

Для определения местонахождения повреждений используется импульсный рефлектометр, обеспечивающий приемлемую точность измерений. Рефлектометр позволяет определить повреждения на расстояниях от 2 до 10 км, в зависимости от применяемой модели. Погрешность измерений составляет приблизительно 1-2% от длины измеряемой линии. Точность измерений определяется не погрешностью рефлектометров, а погрешностью волновых характеристик всех элементов трубопровода (волнового сопротивления датчика увлажнения изоляции). В зависимости от величины увлажнения изоляции рефлектометр позволяет определить местоположение нескольких мест с пониженным сопротивлением изоляции.

Рефлектометр РЕЙС-205 наряду с традиционным методом импульсной рефлектометрии, при котором надежно и точно определяется длина линии, расстояние до мест короткого замыкания, обрыва, низкоомной утечки и продольного увеличения сопротивления (например, в местах скрутки жил и т.п.), дополнительно реализует мостовой метод измерения. Что позволяет с высокой точностью измерять сопротивление шлейфа, омическую асимметрию, емкость линии, сопротивление изоляции, определить расстояние до места высокоомного повреждения (понижения изоляции) или обрыва линии.

Подключение и эксплуатация импульсных рефлектометров производится согласно технической документации предприятия-изготовителя.

Дополнительные устройства

Наземные и настенные ковера

Назначение

Ковер, как наземный, так и настенный, предназначен для размещения в них коммутационных терминалов и предохраняет элементы системы контроля от несанкционированного доступа.

Ковер представляет собой металлическую конструкцию с надежным запорным устройством. Внутри ковера предусмотрено место для крепления терминала.

Проектирование

Проектирование систем необходимо осуществлять с возможностью присоединения проектируемой системы к системам контроля действующих трубопроводов и трубопроводов, планируемых в будущем. Максимальная длина разветвленной сети трубопроводов для проектируемой системы контроля выбирается исходя из максимального диапазона действия приборов контроля (пять километров трубопровода).

Выбор вида приборов контроля для проектируемого участка должен производиться исходя из возможности подвода (наличия) напряжения 220 В к проектируемому участку на все время эксплуатации трубопровода. При наличии напряжения необходимо использовать стационарный детектор повреждений, а при отсутствии напряжения – переносной детектор, имеющий автономное питание.

Выбор количества приборов для проектируемого участка должен производиться с учетом протяженности проектируемого участка трубопровода.

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

Если протяженность проектируемого участка больше максимально контролируемой одним детектором длины (см. характеристики в паспорте), то необходимо разбить теплотрассу на несколько участков с независимыми системами контроля.

Количество участков определяется по формуле:

$$N = L_{пр} / L_{max},$$

где $L_{пр}$ – длина проектируемой теплотрассы, м;

L_{max} – максимальный диапазон действия детектора, м.

Полученное значение округлять до целого числа в большую сторону.

Контрольные точки предназначены для того, чтобы эксплуатирующий персонал имел доступ к сигнальным проводам с целью определения состояния трубопровода.

Контрольные точки подразделяются на концевые и промежуточные. Концевые точки контроля располагаются во всех конечных точках проектируемого трубопровода. При длине участка менее 100 метров допускается устройство только одной контрольной точки, с закольцовкой сигнальных проводников под металлической заглушкой на другом конце трубопровода.

Точки контроля располагаются таким образом, чтобы расстояние между двумя соседними контрольными точками не превышало 300 м. В начале каждого бокового ответвления от основного трубопровода, если его длина 30 м и более (вне зависимости от расположения других точек контроля на основном трубопроводе), ставится промежуточный терминал.

На границах сопрягаемых проектов тепловых сетей, в местах их соединения, необходимо предусматривать точки контроля и устанавливать двойные концевые терминалы, которые позволяют объединять или разъединять систему ОДК этих участков.

При последовательном соединении проводников системы ОДК в местах окончания изоляции (проход трубопроводов через тепловые камеры, подвалы зданий и т. П.) соединение проводников требуется выполнять только через терминалы.

Максимальная длина кабеля от трубопровода до терминала не должна превышать 10 м. В случае необходимости применения кабеля с большей длиной требуется установить как можно ближе к трубопроводу дополнительный терминал.

В комплект каждой точки контроля должны входить:

- элемент трубопровода с кабелем вывода;
- соединительный кабель;
- коммутационный терминал.

Контрольные точки в тепловых камерах размещать не рекомендуется из-за влажности в камере, однако допускается только в тех случаях, когда размещение наземного ковера связано с какими-либо сложностями (порча внешнего вида города, влияние на безопасность движения и т. П.). В этих случаях терминалы, размещаемые в тепловых камерах, должны быть герметичны. В подвалах домов

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

размещение контрольных точек не рекомендуется, если проектируемая теплотрасса и дом принадлежат разным ведомствам, так как в этих случаях возможен конфликт при эксплуатации трубопроводов (из-за проблем с доступом к точкам контроля и сохранностью элементов системы ОДК). В этих случаях рекомендуется оснащать контрольную точку наземным ковром, устанавливаемым в 2 – 3 метрах от дома.

Установка терминалов в промежуточных и конечных точках контроля осуществляется в наземных или настенных коврах установленного образца. В конечных точках трубопровода допускается установка терминалов в ЦТП.

Правила проектирования систем контроля (в соответствии с СП 41-105-2002)

1. В качестве основного сигнального провода используется провод маркированный, расположенный справа по направлению подачи воды к потребителю на обоих трубопроводах (условно луженый). Второй сигнальный проводник называется транзитным.

2. Проводники любых ответвлений должны включаться в разрыв основного сигнального проводника основного трубопровода. Запрещается подключать боковые ответвления к медному проводу, расположенному слева по ходу подачи воды к потребителю.

3. При проектировании сопрягаемых проектов в местах соединения трасс устанавливаются промежуточные кабельные выводы с двойными концевыми терминалами, которые позволяют объединить или разъединить системы контроля этих проектов.

4. На концах трасс единичного проекта устанавливаются концевые кабельные выводы с концевыми терминалами. Один из этих терминалов может иметь выход на стационарный детектор.

5. Вдоль всей трассы через расстояния, не превышающие 300 метров, устанавливаются промежуточные кабельные выводы с промежуточными терминалами.

6. Промежуточные кабельные выводы на теплотрассах должны дополнительно устанавливаться на всех боковых ответвлениях длиной более 30 метров, независимо от расположения других терминалов на основной трубе.

7. Система контроля должна обеспечивать проведение измерений с обеих сторон контролируемого участка при его длине более 100 метров.

8. Для трубопроводов или конечных участков длиной менее 100 метров допускается установка одного концевого или промежуточного кабельного вывода и соответствующего ему терминала. На другом конце трубопровода линия сигнальных проводников соединяется в петлю под металлической заглушкой изоляции.

9. При последовательном соединении сигнальных проводников, в местах окончания ППУ изоляции (проход через камеры, подвалы зданий и т.п.), а также при объединении систем контроля разных труб (подающей с обратной, теплосеть с горячим водоснабжением), соединение кабелей между участками

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		69

трубопроводов производить только с помощью проходных, объединяющих или герметичных терминалов.

10. В спецификации необходимо указывать длину кабеля для конкретной точки, с учетом глубины заложения теплотрассы, высоты ковера, расстояния его (ковера) выноса на материковый грунт и 0,5 метра запаса.

11. Максимальная длина кабеля от трубопровода до терминала не должна превышать 10 метров. В том случае, когда требуется применить кабель с большей длиной, необходима установка дополнительного проходного терминала. Терминал устанавливается как можно ближе к трубопроводу.

12. Установка стационарных детекторов на трубопроводах, которые входят в технологические помещения с постоянным доступом обслуживающего персонала, обязательна.

Схема системы контроля

Схема системы контроля состоит из графического изображения схемы соединения сигнальных проводников, повторяющего конфигурацию трассы.

На схеме показываются:

Г места установки кабельных выводов и точек контроля с указанием типов терминалов, детекторов и видов коверов (наземные или настенные) в графическом виде;

Г указываются условные обозначения всех используемых на схеме системы контроля элементов;

Г указываются характерные точки, соответствующие монтажной схеме: ответвления от основного ствола теплотрассы (включая спускники); углы поворотов; неподвижные опоры; переходы диаметров; кабельные выводы.

К схеме прилагается таблица данных по характерным точкам с указанием следующих параметров:

- номера точек по проектной документации;
- диаметр трубы на участке;
- длина трубопровода между точками по проектной документации для подающего трубопровода;
- длина трубопровода между точками по проектной документации для обратного трубопровода;
- длина трубопровода между точками по схеме стыков (отдельно для основного и транзитного сигнальных проводников каждого трубопровода);
- длину соединительных кабелей во всех точках контроля (отдельно для каждого трубопровода).

Дополнительно схема контроля должна содержать:

- схемы подключения соединительных кабелей к сигнальным проводникам;
- схемы подключения кабелей к терминалам и стационарным детекторам;
- спецификацию применяемых приборов и материалов;
- эскизы маркировок внешних и внутренних разъемов по направлениям.

Проект системы контроля должен быть согласован с организацией, принимающей теплотрассу на баланс.

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

Монтаж системы ОДК выполняется после сварки труб и проведения гидравлического испытания трубопровода.

При монтаже элементов трубопровода на строительной площадке, перед началом сварки стыка, трубы должны быть ориентированы таким образом, чтобы обеспечить расположение проводов системы ОДК по боковым частям стыка, а выводы проводов одного элемента трубопровода располагались напротив выводов другого, обеспечивая тем самым возможность соединения проводов по кратчайшему расстоянию. Не допускается располагать сигнальные провода в нижней четверти стыка.

Одновременно производится проверка монтируемых элементов трубопровода по состоянию изоляции (визуально и электрически) и целостности сигнальных проводников. А все элементы трубопровода с кабельными выводами требуют дополнительного измерения цепи желто-зелёного провода выводного кабеля и стальной трубы. Сопротивление должно быть ≈ 0 Ом.

При проведении сварочных работ торцы пенополиуретановой изоляции следует защитить съёмными алюминиевыми (или жестяными) экранами для предупреждения повреждения сигнальных проводов и изоляционного слоя.

Во время проведения монтажных работ проводить точные измерения длин каждого элемента трубопровода (по стальной трубе), с занесением результатов на исполнительную схему стыковых соединений.

Соединение сигнальных проводников производится строго согласно проектной схеме системы контроля.

Проводники любых ответвлений должны включаться в разрыв основного сигнального проводника основного трубопровода. Запрещается подключать боковые ответвления к медному проводу, расположенному слева по ходу подачи воды к потребителю.

В качестве основного сигнального провода используется маркированный провод, расположенный справа по направлению подачи воды к потребителю на обоих трубопроводах (условно луженый).

Сигнальные проводники смежных элементов трубопроводов должны соединяться посредством обжимных муфточек с последующей пайкой места соединения проводников. Обжим муфточек со вставленными проводами производить только специальным инструментом (обжимными клещами). Обжим производить средней рабочей частью инструмента с маркировкой 1,5. Запрещается производить опрессовку обжимных муфточек нестандартными инструментами (кусачки, пассатижи и т.п.)

Пайка должна выполняться с использованием неактивных флюсов. Рекомендуемый флюс ЛТИ-120. Рекомендуемый припой ПОС-61.

При соединении проводов на стыках все сигнальные провода фиксируются на держателях проводов (стойках), которые крепятся к трубе при помощи скотча (клеящей ленты). Запрещается применение хлорсодержащих материалов. Так же запрещается пускать изоляцию поверх проводов, закрепляя стойки и провода одновременно.

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

При монтаже элементов трубопровода с кабельными выводами свободный конец сигнального кабеля от подающего трубопровода промаркировать изоляционной лентой.

Монтаж проводников системы ОДК во время работ по изоляции стыков

1. Перед монтажом сигнальных проводов стальную трубу очищают от пыли и влаги. Пенополиуретан на торцах трубы зачищают: он должен быть сухим и чистым.

3. Выправить провода.

4. Обрезать соединяемые провода, предварительно отмерив необходимую длину. Зачистить провода шлифовальной шкуркой.

5. Соединить провода на противоположном конце элемента трубопровода или смонтированного участка и проверить их на отсутствие замыкания на трубу.

6. Подсоединить оба провода к прибору и измерить сопротивление: оно не должно превышать 1,5 Ом на 100 м проводов.

7. Зачистить участок стальной трубы от ржавчины и окалины. Подсоединить один кабель прибора к трубе, второй к одному из сигнальных проводников. При напряжении 250 В сопротивление изоляции любого элемента трубопровода должно быть не менее 10 Мом, а сопротивление изоляции участка трубопровода длиной 300м не должно быть менее 1 Мом. С увеличением длины проводников их сопротивление будет уменьшаться. Фактическое измеренное сопротивление изоляции должно быть не менее значения, определенного по формуле (9.1):

$$R_{из} = 300/L_{из} \quad (9.1)$$

где $R_{из}$ - замеренное сопротивление изоляции, МОм

$L_{из}$ - длина измеряемого участка трубопровода, м.

Слишком малое сопротивление указывает на повышенную влажность изоляции или на наличие контакта между сигнальными проводами и стальной трубой.

8. Зафиксировать провода на стыке с помощью стоек и клеящей ленты. Запрещается пускать клеящую ленту поверх проводов, закрепляя стойки и провода одновременно.

9. Соединить провода согласно инструкции «Соединение проводников системы ОДК».

10. Выполнить теплогидроизоляцию стыка. Тип теплогидроизоляции определяется проектом.

11. По окончании работ проверить сопротивление изоляции и сопротивление петель проводов системы ОДК смонтированных участков. Результаты измерений занести в «Журнал проведения работ».

Если сигнальный провод сломался на выходе из изоляции, нужно удалить ППУ-изоляцию вокруг обломанного провода на участке, достаточном для надежного соединения проводов. Соединение производится с использованием

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

обжимных гильз и пайки. Нарращивание коротких проводов производить таким же способом.

После гидроизоляции проверить сопротивление изоляции и сопротивление петель проводов системы ОДК смонтированных участков, и полученные данные занести в акт выполненных работ или протокол измерений.

Контрольные измерения параметров системы ОДК на элементах трубопроводов

1. Выпрямить выводы проводов и уложить их таким образом, чтобы они располагались параллельно трубе. Тщательно осмотреть провода - на них не должно быть трещин, надрезов и заусенцев. При проведении измерений на кабельных выводах снять внешнюю изоляцию кабеля на расстоянии 40 мм. от его конца и изоляцию каждой жилы на 10-15 мм. Зачистить концы проводов с помощью наждачной шкурки до появления характерного медного блеска.

2. Замкнуть два провода на одном конце трубы. Убедиться, что контакт между проводами надежен и провода не касаются металлической трубы. Аналогичные операции выполнить для проверки проводов в отводах. Для Т-образных ответвлений провода должны быть замкнуты на обоих концах основной трубы, образуя единую петлю. При окончании участка трубопровода элементом с кабельным выводом произвести соединение соответствующих кабельных жил, уходящих в одном направлении.

3. К проводникам на незамкнутом конце подсоединить прибор для измерения сопротивления изоляции и контроля целостности цепей (STANDARD 1800 IN или аналогичный) и измерить сопротивление проводов: сопротивление должно быть в пределах 0,012-0,015 Ом на каждый метр проводника.

4. Зачистить трубу, подсоединить к ней один из кабелей прибора, второй кабель подсоединить к одному из проводов. При напряжении 500 В, если изоляция сухая, прибор должен показать бесконечность. Допустимое сопротивление изоляции каждой трубы или другого элемента трубопровода должно быть не менее 10МОм.

5. При измерении сопротивления изоляции участка трубопровода состоящего из нескольких элементов измерительное напряжение не должно превышать 250 В. Сопротивление изоляции считается удовлетворительным при значении 1 Мом на 300 метров трубопровода. При измерении сопротивления изоляции участков трубопроводов с различными длинами следует учитывать, что сопротивление изоляции обратнопропорционально длине трубопровода.

Монтаж точек контроля

Наземные ковра устанавливаются на материковый грунт рядом с трубопроводом в точках, указанных на схеме системы контроля. Место установки наземного ковра в конкретной точке определяется по месту строительной организацией, с учётом удобства обслуживания. Внутренний объем наземного ковра должен быть засыпан сухим песком от основания до уровня 20 сантиметров от верхнего края.

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

После установки ковера, проводится его геодезическая привязка. При устройстве коверов на теплотрассах прокладываемых в насыпных грунтах следует предусмотреть дополнительные меры по защите ковера от просадки и повреждения сигнального кабеля.

При устройстве ковера на теплотрассах, прокладываемых в насыпных грунтах, необходимо предусматривать дополнительные меры по защите ковера от просадки грунта.

Наружная поверхность ковера защищается антикоррозионным покрытием.

Настенный ковер крепится к стене здания, либо с наружной стороны, либо с внутренней. Крепление настенного ковера осуществляется на 1,5 метров от горизонтальной поверхности (пол здания, камеры или земли)

Соединительные кабели от элементов трубопровода с герметичным кабельным выводом до ковера прокладываются в трубах (оцинкованных, полиэтиленовых) или в защитном гофрированном шланге. Прокладку соединительного кабеля внутри зданий (сооружений) до места установки терминалов также необходимо осуществить в оцинкованных трубах или в защитных гофрированных шлангах, которые закрепляются на стенах. Возможно применение ПЭ труб. Прокладку соединительного кабеля в месте разрыва тепловой изоляции (в тепловой камере и т.п.) также необходимо осуществлять в оцинкованной трубе, закрепленной на стене.

Монтаж терминалов и детекторов производить в соответствии с приведенной маркировкой на прилагаемых схемах и сопроводительной документации на эти изделия.

По окончании монтажа провести маркировку шильдиком (бирок-табличек) на каждом терминале согласно эскизам маркировки разъёмов по направлениям.

На внутренней стороне крышки каждого ковера сваркой нанести номер проекта и номер точки, где этот ковер установлен.

По окончании работ проверить сопротивление изоляции и сопротивление петель проводов системы ОДК и результаты измерений оформить актом обследования параметров системы контроля. В этом же акте следует зафиксировать длины сигнальных линий каждого участка трубопровода и соединительных кабелей в каждом измерительном пункте, отдельно для подающего и обратного трубопроводов. Измерения проводить при отключенном детекторе.

Приемка системы ОДК должна осуществляться представителями эксплуатирующей организации. В присутствии представителей технического надзора, строительной организации и организации, производившей монтаж и наладку системы ОДК при комплексной проверке, производятся:

- измерение омического сопротивления сигнальных проводников;
- измерение сопротивления изоляции между сигнальными проводниками и рабочей трубой;
- запись рефлектограмм участков теплосети с использованием импульсного рефлектометра для использования в качестве эталонного при эксплуатации.

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		74

Рекомендуется создать первичный банк данных путём снятия рефлектограмм каждого провода между ближайшими измерительными пунктами со встречных направлений;

- правильности настройки контрольных приборов (локаторов, детекторов) передаваемых в эксплуатацию для данного объекта.

Все данные измерений и исходная информация (длина трубопроводов, длины соединительных кабелей в каждой контрольной точке, и т.п.) заносятся в акт приемки системы ОДК.

Система ОДК считается работоспособной, если сопротивление изоляции между сигнальными проводниками и стальным трубопроводом не ниже 1 МОм на 300 м теплотрассы. Для контроля сопротивления изоляции следует использовать напряжение 250в. Сопротивление петли сигнальных проводников должно быть в пределах 0,012 - 0,015 Ом на каждый метр проводника, включая соединительные кабели.

Правила эксплуатации систем ОДК.

Для оперативного выявления неисправностей систем ОДК необходимо обеспечить регулярный контроль состояния системы.

Контроль состояния системы ОДК должен производиться постоянно стационарным детектором. Переносные детекторы применяются только на участках теплотрасс где нет возможности установки стационарного детектора (отсутствие сети 220 в.) или во время производства ремонтных работ. Во время производства ремонтных работ система контроля ремонтируемого участка между ближайшими измерительными пунктами выводится из общей системы. Общая система контроля разделяется на локальные участки. На время ремонта контроль состояния системы ОДК каждого из этих участков, отделённого от стационарного детектора, производится переносным детектором.

Контроль состояния системы ОДК включает:

1. Контроль целостности петли сигнальных проводников.
2. Контроль состояния изоляции контролируемого трубопровода.

При обнаружении неисправности системы ОДК (обрыв или увлажнение) необходимо проверить наличие и правильность подключения разъёмов терминалов во всех точках контроля, после чего провести повторные измерения.

При подтверждении неисправностей систем ОДК теплотрасс, находящихся на гарантии строительной организации (организации, осуществляющей монтаж, наладку и сдачу системы ОДК) эксплуатирующая организация уведомляет о характере неисправности строительную организацию, которая проводит поиск и определение причины неисправности.

Поиск мест повреждений.

Поиск мест повреждений осуществляется на принципе отражения импульсов (метод импульсной рефлектометрии). Сигнальный провод, рабочая труба и изоляция между ними образуют двухпроводную линию, обладающую определенными волновыми свойствами. Увлажнение изоляции или обрыв провода приводят к изменению волновых характеристик этой двухпроводной

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

линии. Работы по поиску неисправностей системы контроля осуществляются инструментальным способом с применением импульсного рефлектометра и мегомметра в соответствии с технической документацией на эти приборы. Эти работы состоят из следующих этапов:

1. Определяется единичный участок трубопровода с обрывом сигнального провода или с пониженным сопротивлением изоляции с помощью индикатора (детектора) или мегомметра. Под единичным участком принимается участок теплосети между ближайшими измерительными пунктами.

2. Производится раскоммутация проводов системы ОДК на выделенном участке.

3. Далее производится снятие рефлектограмм каждого провода отдельно со встречных направлений. При наличии первичных рефлектограмм, снятых при сдаче системы ОДК, производится их сравнение с вновь полученными рефлектограммами.

4. Полученные данные накладываются на схему стыков. То есть производится соотношение расстояний по рефлектограммам с расстояниями, имеющимися на схеме стыков.

5. По результатам анализа данных производится откопка трубопровода для проведения ремонтных работ. После откопки возможно проведение контрольных вскрытий изоляции в районе прохождения сигнальных проводов для снятия уточняющей информации.

Виды неисправностей, фиксируемые системой контроля на трубопроводах с ППУ изоляцией.

- Обрыв сигнального провода.

По параметрам системы ОДК характеризуется отсутствием или повышенной величиной сопротивления петли.

Причины:

1. Механические повреждения внешней изоляции трубопроводов и соединительных кабелей.

2. Усталостный обрыв сигнальных проводов при тепловых циклах в местах механических воздействий (надрезы, надломы, вытягивание и т.п.)

3. Окисление мест соединения сигнальных проводов внутри внешней изоляции трубопроводов и в местах подсоединения или наращивания соединительных кабелей (отсутствие пайки, перегрев паяного соединения, применение активных флюсов без промывки соединения.)

4. Коммутационные обрывы на терминалах (дефекты паяных соединений, окисление, деформация и усталость пружинных контактов коммутационных разъёмов, ослабление винтовых зажимов соединительных колодок).

- Намокание ППУ изоляции.

По параметрам системы ОДК характеризуется пониженным сопротивлением изоляции.

Причины:

1. Негерметичность внешней изоляции.

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

а) Механические повреждения внешней изоляции и соединительных кабелей (порывы и пробои).

б) Дефекты сварных швов полиэтиленовой оболочки фитингов (не провары, трещины).

в) Негерметичность изоляции стыков (не провары, отсутствие адгезии клеевых материалов).

2. Внутреннее намокание.

а) Дефекты сварных швов стальных труб.

б) Свищи от внутренней коррозии.

3. Замыкание сигнального провода на трубу.

По параметрам системы ОДК характеризуется очень низким сопротивлением изоляции.

Причины:

Разрушение пленки из ППУ компонентов между трубой и сигнальным проводом при тепловых циклах. Производственный дефект - приближение провода к трубе. Обнаружение трудностей не представляет и производится аналогично поиску мест увлажнения.

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
						77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

10 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

10.1 Анализ потенциально опасных и вредных факторов на производстве

В дипломном проекте выполнен расчет трубопровода теплотрассы и производится реконструкция тепловых сетей в границах улиц К.Маркса-Мира Калининского административного округа г. Тюмени.

Обход теплотрассы осуществляется тремя слесорями-ремонтниками, один из которых назначается старшим, по правилам техники безопасности. Обход производится по графику не реже одного раза в две недели в течение отопительного сезона и одного раза в месяц в межотопительный период. Слесари обслуживают трубопроводы со всеми камерами, туннелями и установленным на теплопроводах оборудованием и сам центральный тепловой пункт (ЦТП), точнее оборудование, установленное в нем (задвижки, датчики, насосы). Основной задачей слесарей-ремонтников является обеспечение надежной и безаварийной работы закрепленного за ним участка тепловых сетей и теплового пункта. Для этого необходим тщательный и регулярный надзор за действующим оборудованием и своевременное принятие профилактических мер; тщательное проведение плановых ремонтов; своевременное извещение мастера участка об обнаружении дефектов, которые не могут быть устранены силами самих слесарей-обходчиков.

Таковыми дефектами могут быть: нарушение «мертвых» и скользящих опор, просадка труб, появление трещин в стенах камер, перекосы во фланцевых соединениях арматуры и компенсаторов, течи стыков, появление трещин и свищей в чугунной арматуре, не поддающаяся затяжке течь фланцевого соединения, появление воды или парения из непроходного канала трассы, просадка грунта над трассой, разрушение перекрытий камер и каналов и т. п.

Слесари-ремонтники снабжаются инструментами, электрическими фонарями и спецодеждой. После каждого обхода старший слесарь записывает результаты осмотра в журнал, отмечая осмотренные трассы и камеры, обнаруженные дефекты и проведенный ремонт.

Для ремонта тепловых сетей слесаря должны быть оснащены следующими инструментами – разводными или гаечными ключами, для подтяжки болтов, для устранения мелких течей и т.п. Для открытия крышек люков камер, слесаря должны пользоваться спецкрючками во избежание ранений ног. При закрытии люков крышку надо опускать осторожно, поддерживая крючком и оберегая ноги. При работах инструментом ударного действия (молоток и т.п.) слесарь-ремонтник должен пользоваться защитными очками для предотвращения попадания в глаза твердых частиц.

При проверке инструмент должен соответствовать следующим требованиям:

- рукоятки молотков, зубил должны быть гладкими и не иметь трещин;
- рабочие поверхности гаечных ключей не должны иметь сбитых скосов, а рукоятки - заусениц;

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

- тиски на верстаках должны быть закреплены так, чтобы их губки находились на уровне локтя работающего;

При обходе сети проверяют затяжку болтов (поочередно, крест - накрест) всех фланцевых соединений, без особых усилий затягивают сальниковые компенсаторы до прекращения течи, смазывают маслом с графитом движущуюся часть стаканов компенсаторов, проверяют состояние дренажных и воздушных кранов и вентиляей, выпускают воздух из сети, проверяют состояние контрольно-измерительных приборов (термометров, манометров и др.) и правильность их показаний по контрольным приборам.

Ремонт тепловых сетей и тепловых пунктов представляет собой комплекс технических мероприятий, направленных на поддержание или восстановление требуемого состояния отдельных элементов конструкций и оборудования, а также модернизацию оборудования с целью повышения надежности и качества их работы. Участок тепловой сети или тепловой пункт, подлежащий ремонту, до начала ремонтных работ отключают с помощью запорной арматуры, а давление на ремонтируемом участке снижают до нуля по манометру. Не допускается производить ремонтные работы при избыточном давлении в сети и на тепловых пунктах. В случае неплотности запорной арматуры, участок сети или тепловой пункт, подлежащий ремонту, отключают посредством заглушек. По окончании ремонта тепловые сети и тепловые пункты промывают и испытывают на герметичность. Кроме того, тепловые сети подвергают испытаниям на расчетную температуру.

Слесарь-ремонтник участвует в ремонте следующего оборудования:

-Смена пришедших в негодность трубопроводов с увеличением, в необходимых случаях диаметра труб (не более чем на два типоразмера).

-Полная или частичная замена тепловой изоляции, восстановление и нанесение вновь антикоррозионного покрытия и гидроизоляции на действующие трубопроводы; применение более совершенных типов теплоизоляционных и гидроизоляционных конструкций и материалов с изменением способа прокладки тепловой сети (переход с канальной на бесканальную прокладку по той же трассе).

-Смена или установка дополнительных задвижек или другой запорной арматуры, компенсаторов и фасонных частей или их ремонт со сменой изношенных деталей; замена компенсаторов, запорной арматуры и других устройств более совершенными конструкциями; смена пришедшей в негодность регулировочной и предохранительной арматуры и автоматических устройств, средств автоматики, телемеханики и связи или ремонт со сменой основных изношенных деталей.

-Смена или ремонт со сменой деталей электрических, электромагнитных, гидравлических и других приводов задвижек, авторегуляторов, насосов, вентиляторов, а также пусковой аппаратуры к ним; смена или ремонт со сменой деталей силовой и осветительной аппаратуры и шкафов рабочего освещения в камерах, каналах, коллекторах, павильонах, на эстакадах и насосных станциях,

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

ремонт, дооборудование и смена тепловых щитов и теплоизмерительных приборов.

-Смена и ремонт со сменой деталей насосов, грязевиков, конденсатоотводчиков, аккумулирующих емкостей и другого тепломеханического оборудования насосных и аккумуляторных станций.

-Ремонт со сменой негодных деталей и сооружений на действующих сетях устройств для защиты от электрохимической коррозии.

-Ликвидация перекосов арматуры, образовавшихся в результате осадок трубопроводов при бесканальной прокладке, связанная с переваркой конструкций трубопроводов (компенсаторов, фланцевых соединений, ответвлений) или опор.

В зоне обслуживания тепловых сетей слесарем-ремонтником могут иметь место следующие опасные и вредные производственные факторы согласно ГОСТ 12.00.03-80.

Физические опасные и вредные производственные факторы:

- высокая температура воздуха рабочей зоны;
- высокая температура поверхностей оборудования;
- низкая температура рабочей зоны при работе на улице;
- повышенная влажность;
- недостаточная освещенность;
- шум.

Химические опасные и вредные производственные факторы:

- повышенная загазованность и недостаточное содержание кислорода в рабочей зоне.

Психофизические опасные и вредные производственные факторы:

- тяжесть труда: физическая, динамическая нагрузка, стереотипные рабочие движения.

- напряженность труда: режим работы, фактическая продолжительность, эмоциональные нагрузки и монотонность.

Травмоопасные факторы:

- опасность от оборудования находящегося под давлением;
- расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности (воздушный трубопровод);
- расположение рабочего места в непосредственной близости с движением транспорта;
- опасность поражения электрическим током;
- опасность ранения при подъеме тяжелых предметов (крышки люков).

Возможные аварийные ситуации:

- разрыв трубопровода вследствие повышения давления, образования свищей или усталости труб;

- вскипание горячей воды в насосе из-за образовавшегося вакуума и его разрыв или разрыв трубопровода.

Причины, которые могут вызвать аварийную ситуацию: поражение электрическим током, падение с высоты ввешенных агрегатов, выход из строя

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

инструмента, оборудования, устройств, вылет осколков металла, наличие вредных веществ в рабочей зоне и прочее. Если сложилась ситуация, которая может привести к аварии или несчастному случаю следует немедленно прекратить работу, отключить электроэнергию, источник питания пневмоинструмента; оградить опасную зону, не допускать в опасную зону посторонних лиц, сообщить о том, что произошло руководителю работ. Если имеются потерпевшие, оказать им первую медицинскую помощь; при необходимости вызвать скорую медицинскую помощь. Если произошло возгорание, приступить к тушению имеющимися средствами пожаротушения. При необходимости, вызвать пожарную часть.

10.2 Нормирование вредных и опасных факторов на производстве

Все элементы теплотрассы должны иметь тепловую изоляцию, температура поверхности которой не должна превышать 45°C /РД 34.03.201-97/. Температура воздуха рабочей зоны не должна превышать 33°C. Допустимые нормы тепловыделения на рабочем месте составляет 35Вт/м². На основании исследований были установлены ПДК для СН₄=300 мг/м³. В случае аварийной работы предусматриваются специальные средства защиты органов дыхания. При определенных условиях СН₄ может стать причиной взрыва, 5-15% пределы воспламенения.

При работе вблизи движущихся механизмов следует проявлять особую осторожность, быть внимательным к сигналам, подаваемым водителями транспорта. При необходимости нахождения вблизи горячих частей оборудования следует принять меры по защите от ожогов и действия высоких температур (ограждение оборудования, вентиляция, специальная одежда). При выполнении работ на участках с температурой воздуха более 33°C необходимо применять режим труда с интервалами времени для отдыха и охлаждения. Работу в зоне с низкой температурой следует проводить в теплой спецодежде и чередовать со временем в нахождении в тепле. К работам в газоопасных камерах приступать после проведения анализа воздушной среды на содержание газа в камере. При нахождении в колодцах, камерах, тоннелях и в ремонтной зоне слесарь-ремонтник должен носить защитную каску для защиты головы от ударов случайными предметами и выступающих частей. При недостаточном освещении рабочей зоны следует применять дополнительное местное освещение. При работе в теплофикационных камерах должны применяться переносные светильники.

Работа слесаря-ремонтника тепловых сетей относится к работам средней тяжести категория IIa и IIб с энергозатратами 172-232 Вт, связанные с постоянной ходьбой и не требующими перенесения тяжестей. В соответствии с ГОСТ 12.1.005-88 «ССБТ Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования» устанавливаются оптимальные и допустимые метеорологические условия в рабочей зоне производственной среды с учетом времени года и тяжести физической работы. Все производственные помещения делятся на помещения с

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

избыточными выделениями тепла более 23 Вт/м² и незначительными, не превышающими 23 Вт/м².

Министерством здравоохранения России разработаны гигиенические требования к показателям микроклимата рабочих мест производственных помещений, которые устанавливаются с учетом интенсивности энергозатрат работающих, времени выполнения работы, периодов года.

Защита персонала, работающего в условиях воздействия избыточной теплоты, достигается в первую очередь, созданием хорошей тепловой изоляцией горячих поверхностей, установкой естественной и механической вентиляцией, применением специальной одежды и СИЗ, организацию труда и отдыха со сменой микроклимата. Излучающие поверхности покрывают теплоизолирующими материалами, т.е. материалы с малой проводимостью тепла. К таким материалам относятся: асбест, асбоцемент, слюда, стекловата, стеклоткань, пемза и др. Излучение лучистой энергии при этом значительно уменьшается. К СИЗ относятся: термозащитная спецодежда, например одежда, выполненная из хлопчатобумажной ткани с огнестойкой пропиткой, спецодежда для защиты от низких температур, соответствующие головные уборы, обувь, рукавицы.

10.3 Вредные вещества в воздухе и их воздействие на человека

Постоянными составляющими частями воздуха по объему в % являются: азот 78 %, кислород 21 %, инертные газы 0,94 %, углекислый газ 0,03 %, прочие газы 0,03 %.

Для нормальной жизнедеятельности человека имеет существенное значение чистый воздух без примесей и пыли аэрозоли, вредных газов и паров. В воздухе содержится углекислый газ и водяные пары. Углекислота является регулятором функции дыхания и кровообращения и в небольших количествах оказывает стимулирующее воздействие на дыхательный и сосудодвигательные центры. При увеличении в воздухе концентрации углекислого газа возникает повышенная утомляемость, головная боль. Кроме углекислоты мы вдыхаем вредные примеси. Оксид углерода СО (угарный газ) попадает через легкие в кровь, вытесняет кислород из его соединения с гемоглобином, при этом нарушается поступление кислорода к тканям что ведет к развитию кислородной недостаточности. В воздухе непроветриваемых помещений находятся и другие вредные вещества. Содержание вредных веществ рабочей зоны производственных помещений в виде пыли, газа и пара не должны превышать установленные ГОСТ 12.1.005-88 ПДК. Для слесаря-ремонтника, ремонтирующего тепловые сети, задвижки, компенсаторы, фланцевые уплотнения и т.п., которые находятся в тепловых камерах, регламентируются следующие ПДК вредных веществ:

- СО – 20 мг/м³ - класс опасности-4;
- СН₄ – 300 мг/м³ - класс опасности-2;
- Н₂S– 10 мг/м³ - класс опасности-3.

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

Эти вещества попадают в тепловые камеры, которые находятся под землей, из почвы. Например, метан при неисправном газопроводе может проникать в подземные сооружения.

По степени воздействия на организм человека вредных веществ слесарь-ремонтник тепловых сетей относится к умеренно опасному классу на основании ГН 2.2.5.533.-96 ГКСЭН России «Ориентировочные безопасные уровни воздействия вредных веществ в воздухе рабочей зоны». Защита от вредных веществ может осуществляться: вентиляция рабочей зоны – система мероприятий и устройств, предназначенных для обеспечения чистоты воздуха и метеорологических условий в производственных помещениях. Вентиляция может быть:

- естественная;
- механическая;
- смешанная.

10.4 Освещение

В зависимости от природы источника световой энергии различают естественное и искусственное освещение. В помещениях центральных тепловых пунктов применяется как естественное так искусственное освещение. Достаточность естественного освещения регламентируется СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение». В качестве нормирования естественного освещения устанавливается коэффициент естественной освещенности (КЕО)е.

Требования к производственному освещению:

- обеспечить равномерное освещение;
- не иметь в поле зрения прямой и отраженной плоскости;
- направление световых потоков должно соответствовать характеру выполняемой работы;
- величина освещенности должна быть непрерывно во времени и равномерно распределена на рабочей поверхности.

В соответствии со СНиП 23-05-95 все зрительные работы делятся на девять разрядов в зависимости от размера объекта различия. В зависимости от различных сочетаний контраста и фона, разряды делятся на подразряды. Для слесарей-ремонтников тепловых сетей соответствует VIII разряд, подразряд «В».

Таблица 10.4.1 – Нормы освещенности

Наименование рабочего места	Освещенность, ЛК
1	2
Тепловой щит	200
Измерительные приборы, пульты управления	50

Продолжение таблицы 10.4.1

1	2
Приборы автоматики, приборы управления	20
Площадки обслуживания Коридоры и лестницы	10 5

10.5 Пожаровзрывобезопасность

Основными причинами пожара являются:

- несоблюдение требований ППБ на рабочих местах;
- неисправности оборудования, освещения, нарушение их эксплуатации;
- возникновение искры при пользовании слесарным инструментом в загазованном помещении
- неправильное расположение технических средств от статического электричества атмосферных разрядов.

Категория зданий центральных тепловых пунктов (ЦТП) по пожаробезопасности «Д» степень огнестойкости II согласно СНиП 2.01.02-85. Расход воды на пожаротушение рассчитан в соответствии с ГОСТ 12.1.004 – 91 ССБТ «Пожарная безопасность. Общие требования».

Для борьбы с пожаром тепловые пункты оборудованы противопожарным инвентарем по соответствующим нормам противопожарной охраны.

В состав этого инвентаря входят:

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

10.6 Электробезопасность

Слесарь-ремонтник тепловых сетей в процессе работы часто использует переносной электроинструмент. Все слесари при работе с электроинструментом должны иметь II группу по электробезопасности, пройти соответствующее обучение и быть аттестованными. Электрический ток, проходя через организм человека, оказывает термическое, электролитическое и биологическое действие. Термическое действие тока проявляется в ожогах отдельных участков тела человека, нагреве отдельных тканей и органов. Электролитическое действие тока проявляется в разложении органической жидкости, в том числе крови и лимфы, что вызывает нарушение их химического состава. Биологическое действие проявляется в рефлекторной реакции центральной нервной системы на действие

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

тока, в нарушении внутренних биоэлектрических процессов в организме человека, в раздражении и возбуждении живых тканей, что приводит к нарушениям нормального функционирования жизненно-важных органов. В соответствии с ГОСТ 12.1009-76 «ССБТ Электробезопасность.

Термины и определения» электробезопасность – система организационных и технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту людей от вредного и опасного воздействия электрического тока.

Согласно ГОСТ 12.1.019 – 79 «ССБТ Электробезопасность. Общие требования» электробезопасность должна обеспечиваться:

- конструкцией;
- техническими мероприятиями;
- способами и средствами;
- организационными мероприятиями.

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

11 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ

Тепловые сети это наиболее уязвимый элемент городской системы теплоснабжения. Средний срок службы теплопроводов, которые прокладывались в Советском Союзе, не превышал 15 лет. В г. Тюмень ежегодно в разряд сетей, выработавших паспортный ресурс (25 лет), переходит до 23 км теплопроводов в однострубно́м исчислении. Замена старых тепловых сетей на теплопроводы в тепловой изоляции из пенополиуретана позволит значительно сократить потери тепловой энергии.

Реконструкция тепловых сетей в границах улиц К.Маркса-Мира Калининского административного округа г. Тюмени производится с целью улучшения работы системы теплоснабжения и обеспечения бесперебойной и надежной работы .

Реконструкция включает в себя: замену трубопровода на предизолированный трубопровод с гофрированной напорной трубой из нержавеющей стали с системой ОДК и установкой наземных коверов. Трубопровод прокладывается бесканально, в тепловых камерах замена запорной арматуры с использованием теплоизоляционной краски «Корунд антикор».

Для обоснования экономической целесообразности реализации проекта необходимо провести ряд расчетов и определить срок окупаемости данного проекта (11.1):

$$T_{ок} = \frac{K}{\Delta И}, \quad (11.1)$$

где К – капитальные затраты на реализацию проекта, включающие в себя: затраты на разработку проекта, стоимость оборудования, строительных материалов, системы ОДК, расходы на транспорт оборудования, стоимость строительно-монтажных работ и расходы по обслуживанию и управлению капитальным строительством.

ΔИ – экономия текущих затрат вследствие проведения реконструкции.

Определяемый срок окупаемости должен быть меньше нормативного срока окупаемости, значение которого составляет 5 лет. В этом случае реализация проекта будет экономически эффективна.

11.1 Капитальные затраты на реализацию проекта

Реконструкция включает в себя реализацию инновационно-универсальной системы теплоснабжения с учетом разности геодезических отметок и отличием гидравлических режимов. Для реализации проекта необходимо демонтировать старое оборудование и закупить новое оборудование, доставить его и выполнить ряд мероприятий.

Необходимо произвести закуп и доставку трубопровода с напорной гофрированной трубой из нержавеющей стали предизолированной пенополиуретаном, фасонные изделия, запорную арматуру, узлы соединений.

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

Все материалы поставляются на прямую с завода производителя [38].

Данные по затратам на необходимое оборудование указываются в таблице 11.1.1.

Таблица 11.1.1 - Затраты на оборудование [38]

Наименование	Кол-во		Цена, тыс.руб.	Сумма, тыс.руб.
	Метров	Штук		
1	2	3	4	5
Оборудование				
1. Гибкие гофрированные трубы из нержавеющей стали предварительно теплоизолированные пенополиуретаном в гофрированной в полиэтиленовой оболочке СМИТФЛЕКС-труба НЖ 60x0,5/125	170		0,66	118,87
2. Гибкие гофрированные трубы из нержавеющей стали предварительно теплоизолированные пенополиуретаном в гофрированной в полиэтиленовой оболочке СМИТФЛЕКС-труба НЖ 76x0,6/140	235		1,00	235,17
3. Гибкие гофрированные трубы из нержавеющей стали предварительно теплоизолированные пенополиуретаном в гофрированной в полиэтиленовой оболочке СМИТФЛЕКС-труба НЖ 88x0,7/160	50		1.30	69,56
4. Гибкие гофрированные трубы из нержавеющей стали предварительно теплоизолированные пенополиуретаном в гофрированной в полиэтиленовой оболочке СМИТФЛЕКС-труба НЖ 98x0,8/180	35		1,68	58,98
5. Кран шаровый Ст.76-1-ППУ-ПЭ L=1500мм, Н=700		2	2,48	4,96
6. Кран шаровый Ст.76-1-ППУ-ПЭ L=1500мм, Н=450		2	2,48	4,96
7. Тройник ответвление Ст76x5,0-76x5,0-1-ППУ-ПЭ с СОДК L=1300мм, L=1000		2	1,42	2,84

Продолжение таблицы 11.1.1

1	2	3	4	5
8. Переход Ст89x5,0-76x5,0-1-76x5,0-1-ППУ-ПЭ с СОДК L=1500мм		2	0,58	1,17
9. Неподвижная опора Ст89x5,0-295x16-1-ППУ-ПЭ L=2500мм		2	0,77	1,55
10. Неподвижная опора Ст159x6,0-400x16-1-ППУ-ПЭ L=2500мм		4	3,16	12,64
11. Неподвижная опора Ст114x5,0-315x16-1-ППУ-ПЭ L=2500мм		2	0,82	1,64
12. Неподвижная опора Ст76x5,0-275x16-1-ППУ-ПЭ L=2500мм		4	0,53	2,32
13. Кран шаровый полнопроходной, сварное соединение, класс герметичности А BROEN BALLOMAKS Ду=100 мм, Ру25		4	2,38	9,52
14. Кран шаровый полнопроходной, сварное соединение, класс герметичности А BROEN BALLOMAKS Ду=80 мм, Ру25		4	1,6	6,40
15. Кран шаровый полнопроходной, сварное соединение, класс герметичности А BROEN BALLOMAKS Ду=40 мм, Ру25		10	0,37	3,70
16. Кран шаровый полнопроходной, сварное соединение, класс герметичности А BROEN BALLOMAKS Ду=25мм, Ру25		10	0,3	3,00
17. Отводы 90 град. с радиусом кривизны R=1,5 Ду на Ру до 16 МПа, Ду 40, толщина стенки 4мм		11	0,02	0,22
18. Отводы 90 град. с радиусом кривизны R=1,5 Ду на Ру до 16 МПа, Ду 76, толщина стенки 6мм		10	0,4	4,00
19. Отводы 90 град. с радиусом кривизны R=1,5 Ду на Ру до 16 МПа, Ду 89, толщина стенки 6мм		2	0,5	1,00

Продолжение таблицы 11.1.1

1	2	3	4	5
20. Отводы 90 град. с радиусом кривизны R=1,5 Ду на Ру до 16 МПа, Ду 114, толщина стенки бмм		4	0,55	2,20
21. Трубы стальные бесшовные, горячедеформированные со снятой фаской из стали марок 15, 20, наружным диаметром 48мм		13	0,13	1,30
22. Трубы стальные бесшовные, горячедеформированные со снятой фаской из стали марок 15, 20, наружным диаметром 57мм		13	0,27	3,51
23. Трубы стальные бесшовные, горячедеформированные со снятой фаской из стали марок 15, 20, наружным диаметром 76мм		6	0,30	1,80
24. Трубы стальные бесшовные, горячедеформированные со снятой фаской из стали марок 15, 20, наружным диаметром 89мм		4	0,52	2,08
25. Трубы стальные бесшовные, горячедеформированные со снятой фаской из стали марок 15, 20, наружным диаметром 108мм		4	0,65	2,60
26. Трубы стальные бесшовные, горячедеформированные со снятой фаской из стали марок 15, 20, наружным диаметром 159мм		9	1,09	9,81
27. Узел соединения Смитфлекс-труб 76x0,6/140 и ПИ-труб Дн 76x5,0/140 в составе: комплект соединения СМИТ Ст.ЗРТ 76; термоусаживаемая муфта(Т)-140,КЗС 76/140		12	0,9	11,82

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.04.01.2019.224.10 ПЗ

Лист

89

Продолжение таблицы 11.1.1

1	2	3	4	5
28. Узел соединения Смитфлекс-труб 88x0,7/160 и ПИ-труб Дн 89x5,0/160 в составе: комплект соединения СМИТ Ст.ЗРТ 88; термоусаживаемая муфта(Т)-160,КЗС 88/160		10	1,02	12,00
29. Узел соединения Смитфлекс-труб 98x0,7/160 и ПИ-труб Дн 114x5,0/180 в составе: комплект соединения СМИТ Ст.ЗРТ 98; термоусаживаемая муфта(Т)-180,КЗС 98/180		8	1,03	10,40
30. Покрытие теплоизоляционное керамическое жидкое, марка TLN Ceramik		56	0,07	4,00
31. СОДК				12,37
Итого:			2616,40 тыс. руб.	

В таблице 11.1.2 представлена смета капитальных затрат на реализацию проекта [38].

Таблица 11.1.2 – Смета капитальных затрат на реализацию проекта

Статьи расхода	Затраты, тыс.руб
1. Проектные работы	100,00
2. Стоимость оборудования	2616,40
3. Транспортные затраты	114,60
4. Строительные работы	1130,34
5. Демонтажные работы	345,55
6. Монтажные работы	360,27
Итого:	4667,16

11.2.1 Расчет текущих затрат по эксплуатации тепловых сетей без реконструкции

Для калькуляции текущих затрат необходимы следующие данные:

- ставка на отчисление на социальные нужды составляет 39% от годового фонда оплаты труда;
- прочие производственные расходы составляют 20% от суммы зарплаты всех категорий персонала;

- заработная плата промышленно-производственного персонала: 25 чел.

Годовые затраты на эксплуатацию включают в себя:

1. Затраты на восстановление благоустройства
2. Транспортные затраты
3. Затраты на воду
4. Заработная плата промышленно- производственного персонала
5. Отчисления на социальные нужды
6. Прочие расходы

Полученные данные сведем в таблицу 11.2.1.

Рассчитаем затраты на восстановление благоустройства по следующей формуле (11.2):

$$I_6 = C_6 \cdot N_6, \quad (11.2)$$

где N_6 - месячные затраты на восстановление благоустройства по тарифам ООО «ТАТ» [45].

$$I_6 = 12 \cdot 23,91 = 287,00 \text{ тыс.руб./год}$$

Рассчитаем транспортные затраты по следующей формуле (11.3):

$$I_m = C_m \cdot N_m, \quad (11.3)$$

где N_T - месячные транспортные затраты по тарифам ООО АТП [41].

$$I_T = 12 \cdot 55,41 = 655,00 \text{ тыс.руб./год}$$

Рассчитаем затраты на воду по формуле (11.4):

$$I_в = C_в \cdot G_{год}, \quad (11.4)$$

где $G_{год}$ - расход воды из городского водопровода, м³;

$$C_в = 30,09 \text{ руб./м}^3 \text{ - по тарифам ООО «Тюмень Водоканал» [41].}$$

Расход воды из водопровода производится на собственные нужды, подпитку тепловых сетей и составляет в год:

$$G_{год} = 4,66 \cdot 365 = 1700,9 \text{ м}^3/\text{год}$$

$$I_в = 1700,9 \cdot 30,09 = 52,56 \text{ тыс.руб./год}$$

Заработная плата промышленно- производственного персонала:

$$\Phi_{год} = \Phi_{год}^y + \Phi_{год}^p = 1188 + 1944 = 3132,00 \text{ тыс.руб./год}$$

Отчисления на социальные нужды:

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

$$0,39 \cdot \Phi_{\text{год}} = 0,39 \cdot 3132 = 1221,48 \text{ тыс.руб/год}$$

Прочие расходы:

$$0,2 \cdot \Phi_{\text{год}} = 0,2 \cdot 3132 = 626,40 \text{ тыс.руб/год}$$

Таблица 11.2.1 – Смета текущих затрат по эксплуатации тепловых сетей без реконструкции

Наименование затрат	Сумма, тыс.руб/год	Процент к итогу
1	2	3
Восстановление благоустройства	287,00	4,8
Транспортные затраты	655,00	11
Сетевая вода	52,56	0,88
Зарботная плата промышленно-производственного персонала	3132,00	52,4
Отчисления на социальные нужды	1221,48	20,44
Прочие расходы	626,40	10,48
ИТОГО	5974,44	100

11.2.2 Расчет текущих затрат по эксплуатации тепловых сетей после реконструкции

Для калькуляции текущих затрат необходимы следующие данные:

- ставка на отчисление на социальные нужды составляет 39% от годового фонда оплаты труда;
- прочие производственные расходы составляют 20% от суммы зарплаты всех категорий персонала;
- заработная плата промышленно-производственного персонала: 17 чел.

Годовые затраты на эксплуатацию включают в себя:

1. Зарботная плата промышленно- производственного персонала
2. Отчисления на социальные нужды

Полученные данные сведем в таблицу 11.2.2.

Зарботная плата промышленно- производственного персонала:

$$\Phi_{\text{год}} = \Phi_{\text{год}}^y + \Phi_{\text{год}}^{\text{п}} = 1188,00 + 1944,00 = 3132,00 \text{ тыс.руб/год}$$

Отчисления на социальные нужды:

$$0,39 \cdot \Phi_{\text{год}} = 0,39 \cdot 3132,00 = 1221,48 \text{ тыс.руб/год}$$

Таблица 11.2.2 - Смета текущих затрат по эксплуатации тепловых сетей после реконструкции

Наименование затрат	Сумма, тыс.руб/год	Процент к итогу
1	2	3
Заработная плата промышленно-производственного персонала	3132,00	72
Отчисления на социальные нужды	1221,48	28
ИТОГО	4353,48	100

11.2.3 Расчет экономии текущих затрат вследствие проведения реконструкции

Рассчитаем экономию текущих затрат вследствие проведения реконструкции по формуле (11.5):

$$\Delta I = I_1 - I_2 \quad (11.5)$$

где I_1 –текущие затраты по эксплуатации тепловых сетей без реконструкций тепловых сетей;

I_2 - текущие затраты по эксплуатации тепловых сетей после реконструкции.

$$\Delta I = 5974,44 - 4979,88 = 994,56 \text{ тыс. руб/год.}$$

11.3 Расчет срока окупаемости проекта

Срок окупаемости определяется как частное от деления общих затрат на закупаемое оборудование тепловой сети (К) и текущих затрат (ΔI) по формуле 11.6:

$$T_{OK} = \frac{K}{\Delta I} \quad (11.6)$$

$$T_{OK} = \frac{4665,16}{994,56} = 4,7 \text{ года}$$

Вывод: расчет срока окупаемости проекта подтверждает актуальность реконструкций тепловой сети в границах улиц К.Маркса-Мира Калининского административного округа г. Тюмени т.к. расчетный срок окупаемости капиталовложений меньше нормативного – 5 лет.

11.4 Качественный анализ вариантов проектных решений

Состояние компании зависит от того, насколько успешно она способна реагировать на различные внешние воздействия. Анализируя внешнюю ситуацию, необходимо выделять наиболее существенные на конкретный период времени факторы. Взаимосвязанное рассмотрение этих факторов с возможностями компании позволяет решать возникающие проблемы. Одним из самых распространенных методов, оценивающих внутренние и внешние факторы, влияющие на развитие компании можно назвать SWOT-анализ.

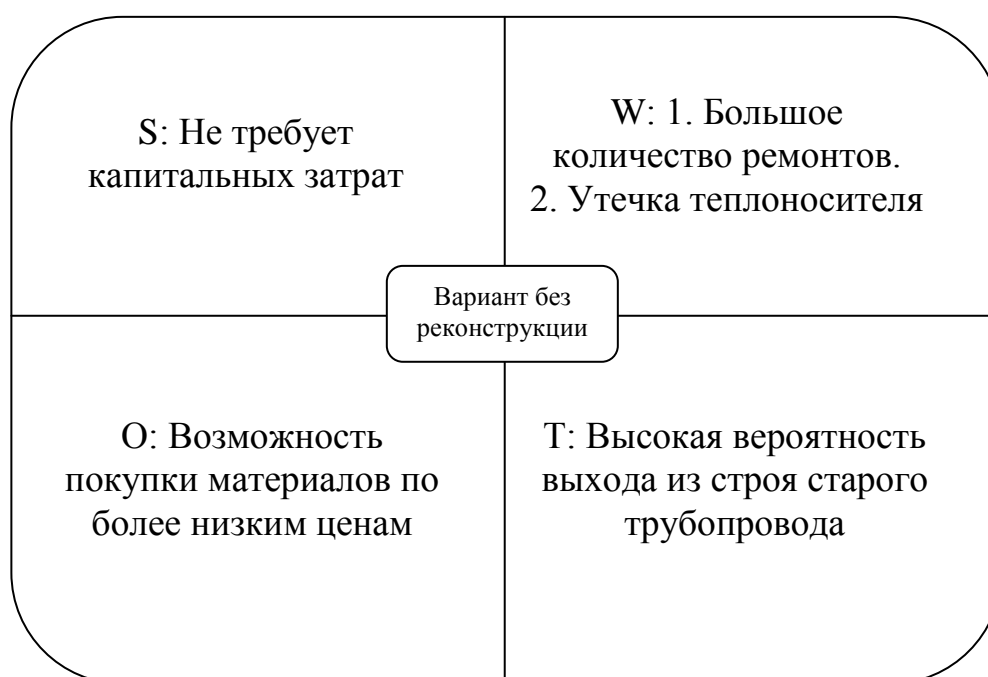
SWOT-анализ является необходимым элементом исследований, обязательным предварительным этапом при составлении любого уровня стратегических и маркетинговых планов. Задача SWOT-анализа — дать структурированное описание ситуации, относительно которой нужно принять какое-либо решение. Выводы, сделанные на его основе, носят описательный характер без рекомендаций и расстановки приоритетов

- (S) Strengths – сильные стороны
- (W) Weakness – слабые стороны
- (O) Opportunities – возможности
- (T) Threats – угрозы

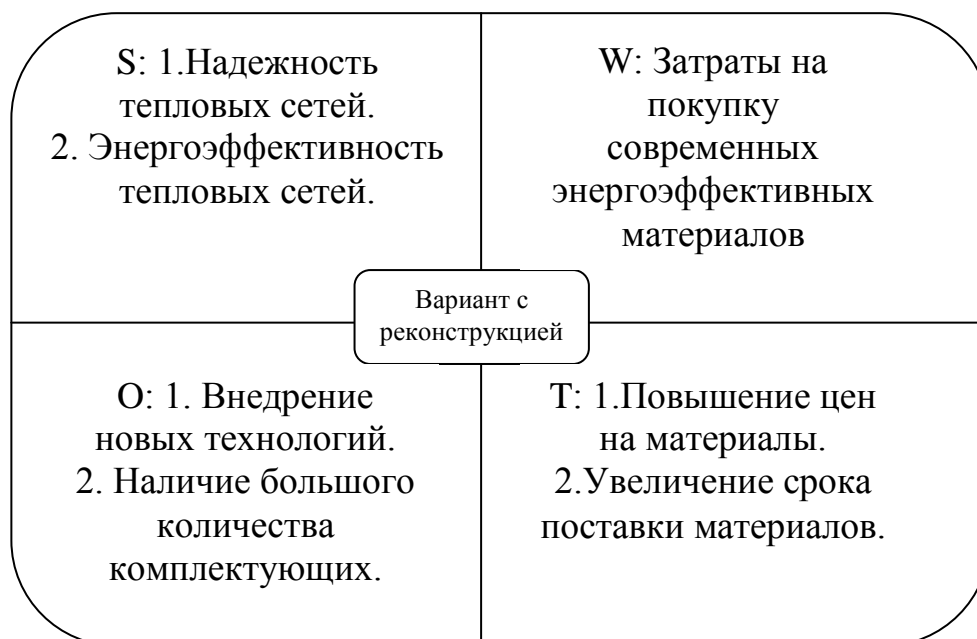
Иначе говоря, SWOT-анализ – это анализ сильных и слабых сторон организации, а также возможностей и угроз со стороны внешней окружающей среды. «S» и «W» относятся к состоянию компании, а «O» и «T» к внешнему окружению организации.

Рассматривается два варианта:

1. Эксплуатация тепловой сети в границах улиц К.Маркса-Мира Калининского административного округа г. Тюмени без проведения реконструкции



2. Эксплуатация тепловой сети в границах улиц К.Маркса-Мира Калининского административного округа г. Тюмени с реконструкцией



Вывод: Сильные стороны и возможности реализации варианта с реконструкцией тепловой сети весомее и значительнее слабых сторон и угроз внешней среды. Следовательно, предприятию необходимо сделать выбор в пользу второго проекта, так как в экономическом и техническом плане проект является оправданным.

11.5 Поле сил изменения системы К. Левина

Поле сил характеризует организационную надежность состояния предприятия, устойчивость и направленность его развития.

Движущие силы:

1. Наличие финансов у предприятия (влияние сильное, так как реконструкция возможна только при достаточном финансировании);
2. Разработка и внедрение энергосберегающих программ на предприятии (влияние сильное, так как данные программы являются обязательными согласно ФЗ №261 « Об энергосбережении и энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» от 23 ноября 2009);
3. Достаточно квалифицированный персонал (влияние среднее, так как работа выполняется сотрудниками, обладающими определенными знаниями и умениями, прошедших спец. подготовку и проверку знаний, однако при необходимости можно обучить достаточное количество сотрудников);
4. Сплоченность руководства (влияние среднее, так как единство мнений и убеждений облегчает работу всего предприятия, но не является решающим фактором).

Сдерживающие силы:

1. Повышение цены оборудования (влияние среднее, так как при резком увеличении цены могут возникнуть затруднения, что приведет к увеличению срока выполнения работ);

2. Низкая мотивация рабочего персонала (влияние слабое, так как негативный настрой сотрудников неблагоприятно влияет на выполнение работ, однако не приводит к ее остановке);

3. Задержки поставок оборудования (влияние слабое, так как это приведет к увеличению срока выполнения работ, но не к остановке).

Данные силы представлены в виде диаграммы К. Левина на рисунке 11.5.

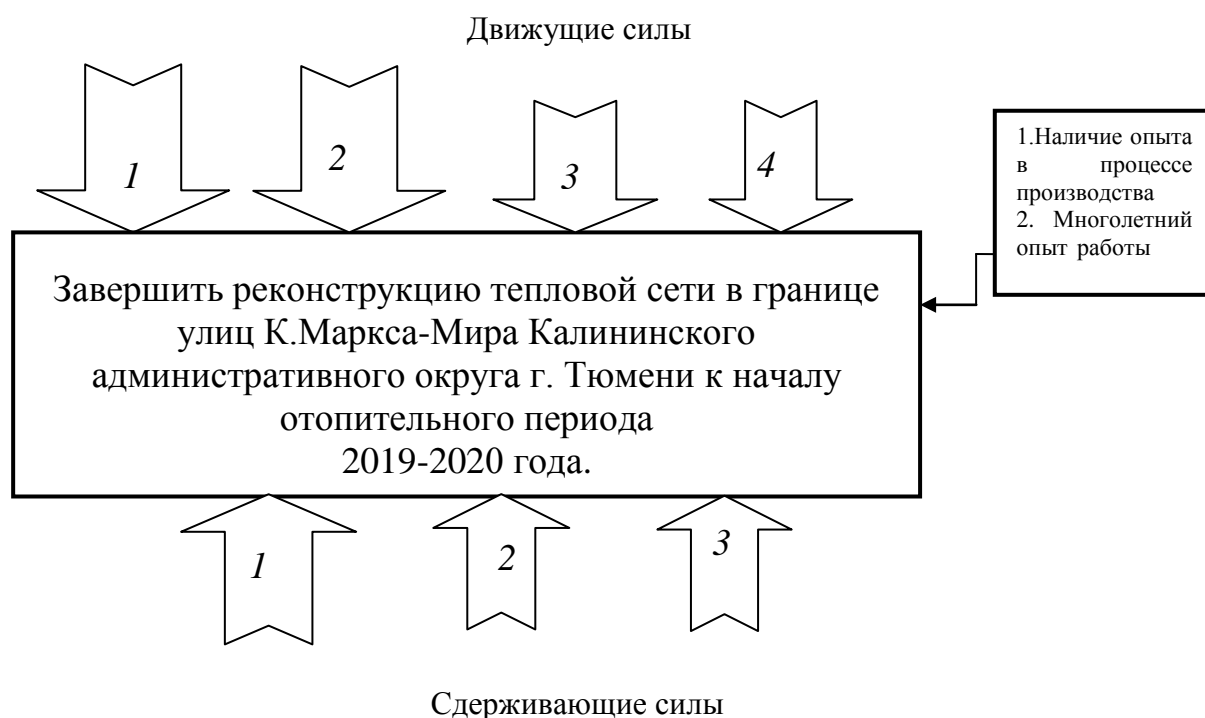


Рисунок 11.5 – Поле сил успеха реализации проекта

Вывод: Движущие силы преобладают над сдерживающими, следовательно, при полном использовании потенциала изменений, предприятие сможет выполнить все задачи и достичь поставленной цели.

11.6 Планирование целей проекта в дереве целей

Дерево целей это структурная модель, которая показывает соподчиненность и связь целей подразделений в иерархии управления. Для построения дерева целей, сверхзадача высшего уровня делится на проектные цели его подразделения.

– миссия, это предназначение организации в условиях постоянно меняющихся факторах внешней среды.

– соподчиненность, обуславливаемая иерархическим построением социальных систем, а так же наличием иерархии по времени и важности;

– развертываемость, выражаемая в том, что общая цель конкретизируется несколькими более лояльными, частными целями. Развертываемость может осуществляться по времени, уровню;

– соотносительная важность, заключающаяся в том, что цели одного и того же уровня имеют различное значение для достижения цели более высокого уровня.

Это позволяет ранжировать цели по степени важности, количественно определять их соотносительную важность через коэффициент значимости.

Для построения дерева целей миссия предприятия и цель проекта делится на более простые подцели и операционные цели его исполнителей. Основной точкой для планирования дерева целей является постановка целей, ценностей и миссии организации. На рисунке 11.5 представлено дерево целей проекта.



Рисунок 11.6 – Дерево целей проекта

11.7 Планирование мероприятий по реализации проекта (график Ганта)

График Ганта предназначен для иллюстрации разных этапов работы в сфере малого и среднего бизнеса. Визуально представляет собой простой набор полосок, состоящих из двух главных осей: дел и времени. Каждому временному промежутку приписывается определённая задача, которая должна быть выполнена (Таблица 11.7).

Таблица 11.7 – График Ганта

Этапы работы	Исполнитель	Кол-во исполнителей	Продолжительность этапа, месяцев						
			2019						
			4	5	6	7	8	9	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	
Проанализировать возможность реконструкции с установкой нового оборудования к 30.04.2019 г.	Инженер ПЭО	2							
Обследовать рынки с целью обнаружения наиболее дешевого оборудования, необходимого для установки к 1.06.2019 г.	Инженер ПЭО	1							
Выдача акт допуска на производство работ	Начальник участка	2							
Своевременная поставка нового оборудования в период ремонтных работ с 1.07.2019 г. по 30.09.2019 г.	Мастер по ремонту	2							

Продолжение таблицы 11.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Установка системы СОДК к 30.09.2019 г.	Мастер по ремонту и ремонтная группа	10						
Замена всех участков трубопровода к началу отопительного сезона 2019-2020 гг.	Мастер по ремонту и ремонтная группа	25						

11.8 Основные технико-экономические показатели проекта

В результате расчета технико-экономических показателей до и после реконструкции тепловых сетей приходим к выводу, что принятые проектом технические решения являются экономически оправданными. Основные технико-экономические показатели проекта представлены в таблице 11.8.

Таблица 11.8 – Основные технико-экономические показатели проекта

Наименование показателей	Единицы измерения	Изменение показателей	
		До	После
Показатели энергетической эффективности и энергосбережения:			
1. Удельные тепловые потери энергии в отопительный период	Гкал/ч· м	92,3	55,7
2. Удельные тепловые потери энергии в межотопительный период	Гкал/ч· м	75,1	41,5
Показатели экономической эффективности:			
1. Транспортные затраты	тыс.руб./год	655,00	0
2. Сетевая вода	тыс.руб./год	52,56	0
3. Восстановление благоустройства	тыс.руб./год	287,00	0
8. Срок окупаемости проекта	лет	4,7	

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускном квалификационном проекте были рассчитаны тепловые нагрузки и расходы теплоносителя у потребителей, построен температурный график тепловой сети. В результате гидравлического расчета были рассчитаны располагаемые напоры в характерных точках теплосети, также возникла необходимость замены некоторых участков трубопровода из-за больших потерь напора теплоносителя. Были посчитаны удельные тепловые потери энергии двух вариантов: без реконструкции сети и после реконструкции, что подтвердило актуальность данного проекта - потери в отопительный период уменьшаются на 39,7%, а в межотопительный период – на 44,7%.

Рассмотрены вопросы автоматизации, безопасности жизнедеятельности при обслуживании тепловых сетей и влияние тепловых сетей на окружающую среду с точки зрения экологии.

В результате экономических расчетов были рассчитаны техникоэкономические показатели системы теплоснабжения и рассчитан срок окупаемости реконструкции. Расчет срока окупаемости проекта подтверждает актуальность реконструкций тепловой сети в границах улиц К.Маркса-Мира Калининского административного округа г. Тюмени т.к. расчетный срок окупаемости капиталовложений меньше нормативного – 5 лет.

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
						100
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Концепция промышленной политики Челябинской области на период до 2020 года. Утверждена постановлением правительства Челябинской области от 19.12.2012 г. № 676-П

2 Федеральный закон РФ от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ. Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации. Введен 23 ноября 2009 г. – М.: Российская газета – Федеральный выпуск № 5050 (226), 2009.

3 Федеральный закон от 27.07.2010 № 190-ФЗ (ред. От 18.07.2011). О теплоснабжении. Введен 27 июля 2010 г. // Российская газета. – 2010. – №5247 (168), 2010.

4 Федеральный закон от 10.01.2002 №7-ФЗ. Об охране окружающей среды. Введен 10 января 2002 года. // Российская газета. – 2002 – Федеральный выпуск №2874 (0), 2002.

5 Федеральный закон РФ от 21 июля 1997 № 116-ФЗ. О промышленной безопасности опасных производственных объектов. – М.: Российская газета, 1997.

6 Федеральный закон РФ от 22 июля 2008 № 123-ФЗ. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности. – М.: Российская газета, 2008.

7 ГОСТ 21.404-85 «Автоматизация технологических процессов». – М.: Изд-во Стандартиформ, 2007

8 ГОСТ 21.403-80 СПДС. Обозначения условные графические в схемах. Оборудование энергетическое. – М.: Изд-во Стандартиформ, 2006

9 ГОСТ 27331-87 «Пожарная техника. Классификация пожаров». М.: Стандартиформ, 2006

10 ГОСТ 12.1.003–83 «Шум. Общие требования безопасности». М.: Стандартиформ, 2008.

11 ГОСТ 12.1.030–81 «Электробезопасность. Защитное заземление, зануление». М.: Стандартиформ, 2007.

12 СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности/ – М.: ФГУ ВНИИПО МЧС России, 2009

13 СП 112.13330.2011. Пожарная безопасность зданий и сооружений/ Актуализированная редакция СНиП 21-01-97* – М.: Минрегион России, 2007.

14 СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение/ Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* – М.: Минрегион России, 2010.

15 СТО ЮУрГУ 04–2008 Стандарт организации. Курсовое и дипломное проектирование. Общие требования к содержанию и оформлению / составители: Т.И. Парубочая, Н.В. Сырейщикова, В.И. Гузеев, Л.В. Винокурова. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2008.

16 Алабугин, А.А. Экономико-управленческая часть дипломного проекта: Учебное пособие по выполнению дипломного проекта для студентов

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		101

энергетического факультета /А.А. Алабугин, Р.А. Алабугина. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2010. – 46с.

17 Булкин, А.Е. Автоматическое регулирование энергоустановок: учебное пособие для вузов. Гриф МО РФ / А.Е. Булкин. – М.: Изд-во МЭИ, 2009.

18 Буров, В.Д. Тепловые электрические станции. Учебник для вузов / В.Д. Буров, Е.В. Дорохов, Д.П. Елизаров. – М.: Изд-во МЭИ, 2009.

19 Ветошкин, А.Г. Безопасность жизнедеятельности: Оценка производственной безопасности./ А.Г. Ветошкин., Г.П. Разживина – Пенза: Изд-во Пенз.госуд.архит.-строит. Академии, 2012.-172 с.

20 Кудинов, А.А. Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях / А.А. Кудинов, С.К. Зиганшина. – М.: Машиностроение, 2011.

21 Луканин, В.Н. Теплотехника: учеб. для вузов/ В.Н. Луканин, М.Г. Шатров, Г.М. Камфер и др.; под ред. В.Н. Луканина. – 5-е изд., стер. – М.: Высш. шкл., 2008.

22 Овчаренко, Н.И. Автоматика энергосистем: учебное пособие для вузов / Н.И. Овчаренко. – 3-е изд., и доп. – М.: Издательский дом МЭИ, 2009. 476 с.

23 Правила по охране труда при эксплуатации тепловых энергоустановок: Приказ Минтруда России №551н от 17 августа 2015 г.

24 Стратегия социально-экономического развития Челябинской области до 2020 года от 26 марта 2014 года – <http://docs.cntd.ru/document/428673490>

25 Эффективное энергоснабжение – <http://sintur.ru/stat/456/>

26 Энергетическая стратегия России до 2030 года» от 13 ноября 2009 года – <http://www.scrf.gov.ru/documents/15/122.html>

27 СНиП 41.03-2003 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов – Госстрой РФ М: ГП ЦПП 2003г.

28 Цветков Ф.Ф., Григорьев Б.А. Тепломассообмен: Учебное пособие для вузов. – 2-ое издание, испр. и доп. – М.: Издательство МЭИ, 2005г. – 550 с.

29 А.А. Николаев Проектирование тепловых сетей: Справочник проектировщика – М.: Стройиздат, 1965г.

30 Внутренние санитарно-технические устройства; Справочник проектировщика – Часть 1 – Отопление – М.: Стройиздат, 1990г.

31 СНиП 2.01.01 – 82 Строительная климатология и геофизика – М.: Госстрой СССР 1982г.

32 СНиП П-3-79 Строительная теплотехника – Минстрой России М.: ЦПП 1995г.

33 СП 41-101-95 Проектирование тепловых пунктов – Минстрой России М: ГП ЦПП 1997г.

34 Манюк В.И., Каплинский Я.И. Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей – Справочник – М.: Стройиздат, 1988г.

35 СНиП 2.04.06-97 Базовые цены на работы по ремонту энергооборудования адекватные условиям функционирования конкурентного рынка услуг по ремонту и тех. перевооружению - Госстрой России, Москва 2001г.

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		102

- 36 СНиП 2.05.07-97 Указания по применению государственных элементных сметных норм на монтаж оборудования – Госстрой России, Москва 2001г.
- 37 Алабугин, А.А. Производственный менеджмент в энергетике предприятия/ А.А. Алабугин, Р.А. Алабугина. Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2012, - 45 с.
- 38 Экономика энергетики: учебное пособие для вузов / под ред. Н.Д. Рогалева. – М. : Изд-во МЭИ, 2014. – 288 с.
- 39 Ионин, А.А. Надежность систем тепловых сетей / А.А. Ионин. – М. : Стройиздат, 1989. – 187 с.
- 40 Малая, Э.М. Повышение уровня эксплуатационной надежности тепловых сетей при реконструкции систем теплоснабжения в условиях ограниченного финансирования / Э.М. Малая, С.А. Сергеева // Новости теплоснабжения - 2011. - №4 (68). – С. 28 – 37.
- 41 Приказ Минздравсоцразвития РФ от 16.07.2007 №477 об утверждении типовых норм бесплатной выдачи сертифицированной специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам, занятым на строительных, строительномонтажных и ремонтностроительных работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением.
- 42 СанПиН 2.23.1384-03 Гигиенические требования к организациям строительного производства и строительных работ (с изм. от 03.09.2010): утв. Постановлением Главного государственного санитарного врача Российской Федерации от 11.06.2003 № 141. – М. : Изд-во стандартов, 2003. - 30 с.
- 43 ГОСТ Р 12.1.019 –2009 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.- Введ.2011 –01 – 01. – М. : Изд-во стандартов, 2011. - 57 с.
- 44 ГОСТ 12.1.004 - 91 Пожарная безопасность. Общие требования. – Введ. 1992-07-01. – М. : Изд – во стандартов, 2009. – 89 с.
- 45 Постановление Правительства РФ от 25.04.2012 №390 (ред. от 06.04.2016, с изм. от 18.08.2016) «О противопожарном режиме».

					13.04.01.2019.224.10 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		103