

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет»
(национальный исследовательский университет)
Политехнический институт
Энергетический факультет
Кафедра «Промышленная теплоэнергетика»
Направление подготовки 13.04.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»

ВЫПУСКНАЯ
КВАЛИФИКАЦИОННАЯ
РАБОТА ПРОВЕРЕНА
Ведущий инженер-конструктор АО «Златмаш»
_____ Палатинская О.А.
« ____ » _____ 2018 г.

М.П.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой
«Промышленная теплоэнергетика»,
к.т.н., доцент
_____ К.В. Осинцев
« ____ » _____ 2018 г.

**РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ КАЧЕСТВА
ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ РАЙОНА, ГОРОДА ЗЛАТОУСТА В ГРАНИЦАХ
УЛИЦ УРИЦКОГО И 40 ЛЕТ ПОБЕДЫ**
ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
ПО ПРОГРАММЕ МАГИСТРАТУРЫ
«ОПТИМИЗАЦИЯ ТОПЛИВОИСПОЛЬЗОВАНИЯ В ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКЕ»

ЮУрГУ–13.04.01.2018.245.05.ПЗ ВКР

Руководитель магистерской программы,
д.т.н., профессор
_____ Е.В. Торопов
« ____ » _____ 2018 г.

Научный руководитель,
к.т.н., доцент
_____ С.В. Пашнин
« ____ » _____ 2018 г.

Автор работы,
магистрант группы П-289
_____ Ю.Х. Галимов
« ____ » _____ 2018 г.

Челябинск 2018

АННОТАЦИЯ

Галимов Ю.Х. Разработка мероприятий по повышению качества теплоснабжения района города Златоуста в границах улиц Урицкого и 40 лет Победы. – Челябинск: ЮУрГУ, ПИ,Э; 2018, 87 с., 9 ил., библиогр.список – 45наим., 6 прил., 5 листов чертежей ф. А1, демонстрационных листа ф. А1

В выпускной квалификационной работе (ВКР) магистра разработаны мероприятия по обеспечению теплогидравлического режима работы системы теплоснабжения.

Целью работы является разработка оптимальных гидравлического и теплового режимов для обеспечения качественного и экономичного теплоснабжения потребителей микрорайона, подключенных к ЦТП.

ВКР состоит из введения, 10 глав, заключения и библиографического списка.

Во введении описывается необходимость установки центробежного насоса.

В первой главе дается обоснование и актуальность темы работы, вторая глава посвящена обзору литературных источников. В третьей главе дается сравнение современных отечественных и зарубежных насосных агрегатов. В четвертой главе производится гидравлический расчёт тепловой сети. В пятой главе - в качестве научно-исследовательской работы рассмотрен вариант установки балансировочных клапанов. В главе «Энергосбережение» описаны эффективные технологии в области топливно – энергетических ресурсов и тепловой изоляции, имеющие место в работе. Предметом рассмотрения седьмой главы являются вопросы экологии, в которых описаны степени влияния на окружающую среду строительно-монтажные работы при реконструкции тепловой сети. В восьмой главе описаны контрольно – измерительные приборы и автоматика ЦТП. Девятая глава содержит условия безопасности жизнедеятельности при работе ЦТП. В главе «Экономика и управление» рассмотрены технико – экономические стороны решений.

В заключении представлены выводы по итогам модернизации тепловой сети. Графическая часть работы состоит из 7 чертежей формата А1: план ЦТП, тепловая схема района, тепловая схема ЦТП, функциональная схема автоматики, схема балансировочного клапана, плакат по экономической части работы и два плаката с пьезометрическими графиками.

					<i>13.04.01.2018.245.05 ПЗ</i>					
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>	<i>Разработка мероприятий по повышению качества теплоснабжения района города Златоуста в границах улиц Урицкого и 40 лет Победы</i>	<i>Лит.</i>			<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Выполнил</i>	<i>Галимов Ю.Х.</i>					<i>В</i>	<i>К</i>	<i>Р</i>	<i>3</i>	<i>87</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Пашнин С.В.</i>					<i>ЮУрГУ</i>				
<i>Н.контр.</i>	<i>Пашнин С.В.</i>					<i>Кафедра «Промышленная теплоэнергетика»</i>				
<i>Зав.каф.</i>	<i>Осинцев К.В.</i>									

					<i>13.04.01.2018.245.05 ПЗ</i>	<i>лист</i>
						<i>3</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 ОБОСНОВАНИЕ И АКТУАЛЬНОСТЬ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ.....	7
2 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	9
3 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННОГО И ЗАРУБЕЖНОГО ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ЦТП.....	11
4 ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЁТ ТЕПЛОВОЙ СЕТИ.....	14
4.1 Результаты обследования системы теплоснабжения	14
4.1.1 Тепловые сети.....	14
4.1.2 Центральные тепловые пункты (насосные)	14
4.1.3 Индивидуальные тепловые пункты и системы теплоснабжения.....	15
4.1.4 Расчетные тепловые нагрузки.....	17
4.1.5 Нагрузка системы отопления и ГВС	17
4.2 Определение расходов сетевой воды	20
4.2.1 Разработка расчётного теплового режима.....	20
4.2.2 Определение расчётных расходов сетевой воды.....	22
4.3 Определение сопротивлений участков тепловой сети и потребителей	24
4.5 Анализ результатов расчета	33
4.5.1 Расчет 1. Модель фактического режима работы системы теплоснабжения в отопительный период	34
4.5.2 Расчет 2. Модель оптимизированного режима работы системы теплоснабжения в отопительный период	36
4.5.3 Расчет 3. Модель оптимизированного режима работы системы теплоснабжения с модернизацией участка тепловой сети	37
4.5.4 Расчёт 4. Модель фактического летнего режима работы системы теплоснабжения.....	37
4.5.5 Расчёт 5. Модель оптимизированного режима работы системы теплоснабжения с модернизацией ЦТП	37
5 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ: ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЁТ ТЕПЛОВОЙ СЕТИ ПРИ АВТОМАТИЧЕСКОМ РЕГУЛИРОВАНИИ.....	40
6 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ	40
6.1 Энергосбережение в России	40
6.2 Энергосбережение в тепловых сетях	40

6.3	Использование энергоэффективных проектных решений	43
7	ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ	46
8	КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ И АВТОМАТИКА	49
8.1	Требования по автоматизации тепловых пунктов	50
8.3	Построение схемы автоматики	52
8.4	Описание схемы автоматике теплового пункта	53
9	БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ	55
9.1	Безопасность производственных процессов и оборудования.....	55
9.2	Требования охраны труда при организации проведения работ (производственных процессов).....	58
9.3	Электробезопасность.....	58
9.4	Пожаровзрывобезопасность	59
10	ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ	61
10.1	Капитальные затраты на установку горизонтального насоса	61
10.2	Текущие затраты на эксплуатацию до модернизации ЦТП	62
10.3	Текущие затраты на эксплуатацию ЦТП после модернизации.....	64
10.4	Оценка срока окупаемости модернизации ЦТП	65
10.5	Модель ранжирования проблем при эксплуатации ЦТП до модернизации.....	66
10.6	Модель причинно-следственной диаграммы	66
10.7	Модель SWOT – анализа вариантов технических решений	67
10.8	Модель дерева целей повышения энергетической эффективности	69
10.9	Модель поля сил реализации проекта по установке насоса на ЦТП...	70
10.10	Модель ленточного графика мероприятий по разработке и реализации проекта по установке горизонтального насоса на ЦТП	71
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	73
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	74

ВВЕДЕНИЕ

В данное время в крупных городах теплоснабжение потребителей обеспечивается за счет тепловых электростанций. В маленьких городах и районах нашей области надобность в тепловой энергии в основном обеспечивается за счет котельных.

Нехватка топлива, энергоемкость производств, экологическая перегрузка региона обостряют энергетическую проблему области.

Основной целью энергетической программы является обеспечение промышленного и аграрного комплекса энергоносителями по ценам, допустимым с точки зрения конкурентоспособности местной продукции на федеральном рынке, создание условий для динамического развития региона и снижение нагрузки на природную среду. Для достижения данной 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.

Современная система теплоснабжения подразумевает собой систему установок, трубопроводов и устройств, которые служат для разделения и производства, и использования тепловой энергии, гидравлически связанных между собой подающими и обратными трубопроводами сетевой воды.

Надежность работы тепловых сетей и экономичность передачи тепла — важнейшие проблемы для транспортировки тепла. Кроме того, тепловые сети это постройки довольно дорогостоящие и металлоемкие; при целесообразном строительстве тепловых сетей действительно можно сберечь достаточно денежных средств и металла. Выбор трассы это важнейшая задача проектирования тепловых сетей. При рассмотрении данной проблемы нужно пытаться, прежде всего, обеспечить надежную и непрерывную работу сетей, их минимальный объем строительно-монтажных работ, минимальную протяженность и удобства для производства настоящих работ.

С увеличением площади города и промышленности повышается теплотребление. Существенной предпосылкой целесообразной прокладки трубопроводов возникает прокладка трубопроводов с учетом возможности дальнейшего их увеличения. В процессе эксплуатации необходимо тянуться к достижению значительных экономических показателей теплоснабжения, например, к уменьшению теплотерь и расхода энергии на передачу тепла потребителям, а также к урезанию расхода топлива при выработке тепла.

Расходы энергии на перекачку связаны с удельными расходами теплоносителя и расчетными параметрами сети. Чем меньше удельные потери давления в трубах, тем меньше расход энергии на перекачку. Чтобы обеспечить большую точность измерений, определение гидравлических потерь производят при возможно максимальных расходах теплоносителей.

									лист
									6
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.04.01.2018.245.05 ПЗ				

1 ОБОСНОВАНИЕ И АКТУАЛЬНОСТЬ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

Целью настоящей работы является разработка оптимальных гидравлического и теплового режимов для обеспечения качественного и экономичного теплоснабжения потребителей микрорайона, подключенных к ЦТП по ул. Лесной города Златоуста.

Необходимость проведения гидравлического расчета, разработки гидравлического режима и мероприятий по обеспечению этого режима в настоящее время вызвана следующими причинами:

- 1) неудовлетворительной работой систем теплоснабжения (отопления и горячего водоснабжения) ряда потребителей;
- 2) недостатком напоров у конечных потребителей по ул. Урицкого, и, как следствие, необходимостью эксплуатации повысительной насосной по ул. Урицкого;
- 3) высокими эксплуатационными затратами на перекачку теплоносителя от ТЭЦ до конечных потребителей;
- 4) высоким давлением теплоносителя в тепловой сети микрорайона.

По схеме присоединения нагрузки горячего водоснабжения рассматриваемая система теплоснабжения является открытой, т.к. в ней осуществляется непосредственный отбор воды на горячее водоснабжение из тепловой сети.

Работа выполнена в следующем объеме:

- 1) составление и корректировка расчетной схемы;
- 2) предварительный гидравлический расчет тепловых сетей;
- 3) предварительные мероприятия по реконструкции ЦТП и тепловых сетей;
- 4) окончательный гидравлический расчет тепловых сетей;
- 5) разработка режимов работы системы теплоснабжения;
- 6) расчет диаметров отверстий дроссельных устройств, выбор типоразмеров и настроек регулировочных вентиляей;
- 7) разработка мероприятий для внедрения в межотопительный период 2018-2019 г.;
- 8) разработка мероприятий по внедрению расчетных режимов в тепловых сетях, предложений по их развитию и повышению уровня эксплуатации.

Оптимизация гидравлического и теплового режимов работы системы проводилась на основе моделирования тепловой сети и испытания её средствами вычислительной гидростатики.

При производстве необходимых расчетов использованы специальные методики, которые основаны на действующих нормативных документах.

Для реализации разработанных режимов работы тепловых сетей и обеспечения качественного теплоснабжения необходимо выполнение всех технических мероприятий, приведенные в настоящем отчете.

Наиболее принципиальным является выполнение следующих мероприятий:

- 1) приведение в нормативно-рабочее состояние систем отопления и ГВС и, прежде всего, тепловых пунктов нетиповых крупногабаритных зданий;

									лист
									7
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.04.01.2018.245.05 ПЗ				

2) 100%-я установка расчетных регулирующих устройств (регулирующих вентилей или дроссельных диафрагм).

Выполнение всех разработанных мероприятий по наладке системы теплоснабжения в полном объеме значительно повысит надежность работы системы теплоснабжения, позволит создать устойчивые тепловой и гидравлический режимы работы тепловой сети, обеспечит распределение теплоносителя по всем потребителям тепла в соответствии с их тепловыми нагрузками и снизит эксплуатационные затраты.

										лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.04.01.2018.245.05 ПЗ					8

2 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ

Выпускная квалификационная работа сделана согласно «Энергетической стратегии России до 2030 года» от 13 ноября 2009 года, а также «Стратегии социально-экономического развития Челябинской области до 2020 года» от 26 марта 2014 года.

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 2030 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 17 ноября 2008 г.

Главной целью энергетической программы Челябинской 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[12]. Для достижения этой цели необходимы активная политика энергосбережения, реконструкция действующих объектов теплоснабжения, использование новых перспективных энергетических технологий, максимальное вовлечение в топливный цикл местных ресурсов и дешевых ресурсов соседних регионов [12].

Немаловажным документом является «Основы государственной политики в области экологического развития Российской Федерации на период до 2030 года» [3].

Основными задачами государственной политики в документе призваны: внедрение экологически эффективных инновационных технологий, предотвращение и снижение текущего негативного воздействия на окружающую среду; восстановление нарушенных естественных экологических систем; обеспечение экологически безопасного обращения с отходами.

С целью создания правовых, экономических и организационных основ стимулирования энергосбережения и повышения энергетической эффективности Государственной Думы РФ был принят закон «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности» [4].

Правовое регулирование в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности основывается на следующих принципах:

- 1) Эффективное и рациональное использование энергетических ресурсов;
- 2) Поддержка и стимулирование энергосбережения и повышения энергетической эффективности;
- 3) Системность и комплексность проведения мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности;
- 4) Планирование энергосбережения и повышения энергетической эффективности;
- 5) Использование энергетических ресурсов с учётом ресурсных, производственно-технологических, экологических и социальных условий.

Для разработки мероприятий по повышению качества системы теплоснабжения необходимо было определить тепловые нагрузки. Расчет тепловых нагрузок, построение температурных графиков и графиков расхода теплоносителя произведен с использованием учебника для вузов «Теплофикация и тепловые сети» под авторством Е.Я. Соколова, а также справочника «Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей» подготовленного коллективом авторов В.И. Манюк, Я.И. Каплинский, Э.Б. Хиж и др.

Сравнение отечественных и зарубежных аналогов проведено с использованием статей интернет ресурсов по насосным агрегатам.

Гидравлический расчёт тепловых сетей осуществлён по методике, изложенной в книге «Основы гидравлического расчёта инженерных сетей» под авторством Т.Н.Ильина.

Основными источниками, раскрывающими теоретические основы расчётов и подбора оборудования, явились следующие пособия: «Теплофикация и тепловые сети: Учебник для вузов» Е.Я.Соколов; «Расчёт тепловых схем источников теплоснабжения промышленных предприятий: учебное пособие В.В.Кириллов; СНиП 23-01-99 * «Строительная климатология».

При рассмотрении вопросов энергосбережения основным источником информации стал Федеральный закон РФ № 261 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации». Кроме того был использован учебник для вузов «Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях» под редакцией А.В. Клименко.

Для написания раздела «КИПиА» использовался учебник для студентов вузов Плетнева Г.П. «Автоматизация технологических процессов и производств в теплоэнергетике». Данный раздел выполнен в соответствии со СНиП 41-101-95 «Проектирование тепловых пунктов».

При написании выпускной квалификационной работы были использованы научная и учебно-методическая литература, для раздела-экономика: «Экономика энергетических предприятий» Л.А.Коршунова, Н.Г.Кузьмина; «Оценка эффективности инвестиционных проектов» Виленский П.Л.; «Экономико-управленческая часть дипломного проекта: учебное пособие» А.А. Алабугин, Р.А. Алабугина.[24]

При анализе вопросов безопасности жизнедеятельности главным нормативно-правовым актом послужил приказ Минтруда России от 17.08.2015 № 551н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации тепловых энергоустановок». Также глава была написана на основе «Учебного пособия с элементами самостоятельной работы студентов – безопасность жизнедеятельности» С.И. Боровик, Л.М. Киселёва, И.С. Окраинская, И.П.Палатинская и др. Также использованы данные строительных норм и правил (СНиП), санитарных правил и норм (СанНиП), государственных стандартов (ГОСТ) по системе стандартов безопасности труда (ССБТ)

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

3 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННОГО И ЗАРУБЕЖНОГО ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ЦТП

Так как в данной выпускной квалификационной работе на ЦТП для обеспечения необходимых напоров у потребителей установлено два насоса Д 320-50 (мощность привода 1х75 кВт, и 1х90 кВт, частота вращения каждого электродвигателя - 1500 об/мин.), из которых один - рабочий, другой - резервный, поэтому будем сравнивать насосы схожих параметров.

Выписка из паспорта насосного агрегата Д320-50 с основными гидравлическими характеристиками.

Горизонтальные электронасосные агрегаты с центробежным одноступенчатым насосом с рабочим колесом двустороннего входа для перекачивания воды и сходных с ней по вязкости и химической активности жидкостей, температурой до +85 °С, содержащих твердые включения до 0,05% по массе, размером до 0,2 мм.

Характеристики насоса:

- Материал проточной части - чугун.
- Уплотнение вала - сальниковое.
- Допускаемая вакуумметрическая высота всасывания до 5,5 м.
- Давление на входе до 0,3 МПа.
- Частота вращения $24,2 \text{ с}^{-1}$ (1450 об/мин)
- Жидкость - вода плотностью 1000 кг/м^3
- Рабочий диапазон: $G= 230-390 \text{ м}^3/\text{ч}$ при $H= 54-46 \text{ м}$, для рабочего колеса диаметром 405 мм.

Характеристика насосного агрегата Д320-50 приведена на рисунке 3.1.

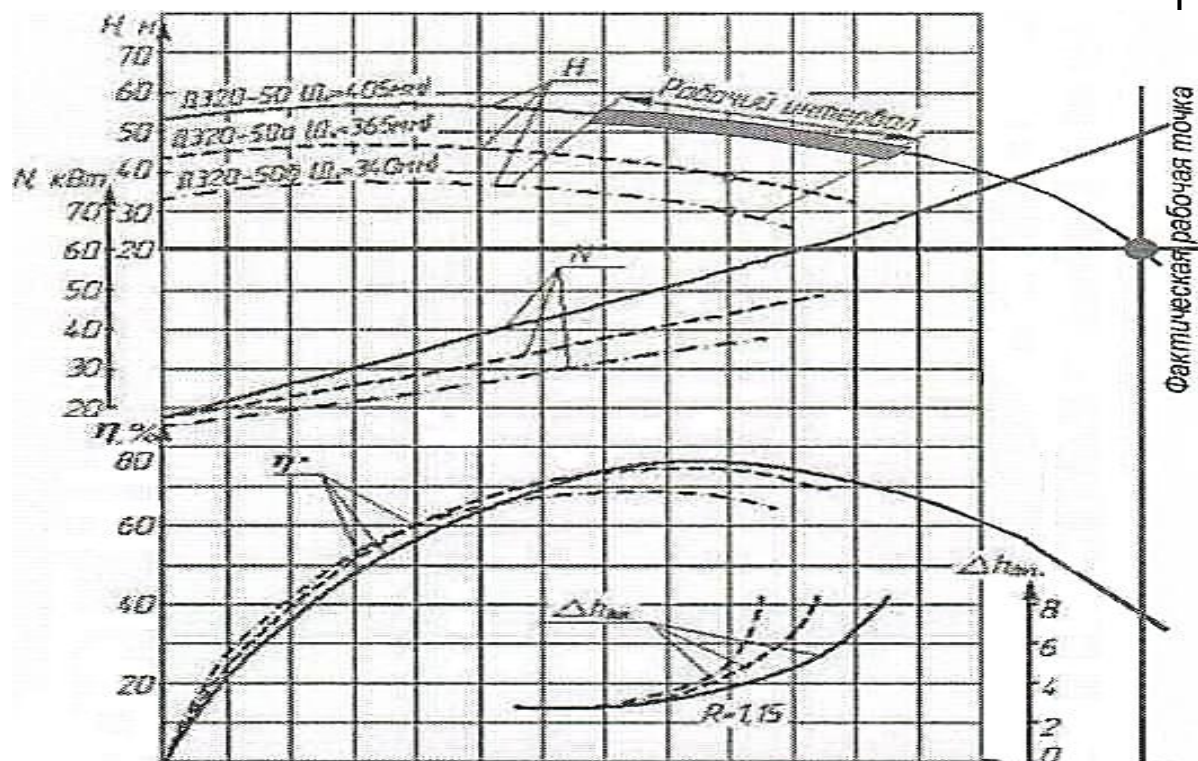


Рисунок 3.1– Характеристика насосного агрегата Д 320-50

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

Рассмотрим горизонтальные, центробежные, одноступенчатые зарубежные насосы двухстороннего входа типа GSD DH(V)(Китай), Venus(Нидерланды) и KSB(Германия) в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Центробежные насосы зарубежного производства

Марки Хар-ки насоса	DH(V)-200-439- 60-0-475-40	Venus 510-45	KSB Omega DN 550-80
Подача, м ³ /ч	475	510	550
Напор, м	30	45	70
Частота вращения вала, об/мин	1480	1500	1700
Номинальная мощность, кВт	75	70	80
КПД, %	80	81	86
Мах температура	85	80	80

Теперь приведём характеристики нескольких горизонтальных, центробежных, одноступенчатых насосов двухстороннего входа типа отечественного производства компании «Ливгидромаш» в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Центробежные насосы отечественного производства

Марки Хар-ки насоса	Д320-50	1Д500-63	Delium D150-560
Подача, м ³ /ч	320	500	560
Напор, м	50	53	40
Частота вращения вала, об/мин	1450	980	1450
Номинальная мощность, кВт	75	68	78
КПД, %	75	77	82
Мах температура, °С	85	85	85

При выборе промышленного центробежного насоса речь идёт не о том, что он обязательно должен быть зарубежным или отечественным. К тому же российские производители стремятся к европейским стандартам. Речь идёт о выборе насоса максимально соответствующего требованиям тепловой сети района.

Установленный на ЦТП насос Д320-50 имеет следующие особенности и преимущества:

- различные исполнения по материалам проточной части позволяют использовать насос в различных областях промышленности и использоваться как для перекачивания воды, так и для перекачивания морской воды;
- различные исполнения по диаметру рабочих колес, в том числе по требованию Заказчика, позволяет оптимально подобрать параметры насоса в зависимости от требуемых характеристик на месте эксплуатации;

4 ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЁТ ТЕПЛОВОЙ СЕТИ

4.1 Результаты обследования системы теплоснабжения

4.1.1 Тепловые сети

Система теплоснабжения зависимая, открытая.

Тепловая сеть до ЦТП - двухтрубная, имеет один вход в ЦТП $2D_y = 300$ мм. Температурный график работы тепловой сети - 95-70°C.

Тепловые сети от ЦТП до потребителей - двухтрубные, тупиковые, имеют один выход из ЦТП $2D_y = 300$ мм.

Температурный график работы тепловой сети - 95-70°C.

Максимальная разность геодезических отметок местности в пределах района действия тепловых сетей микрорайона составляет более 35м.

Линия статического напора- 497,5 м (5,5 кг/см²)

Давление теплоносителя в подающей линии наблюдается на уровне 10 кг/см².

Компенсация температурных деформаций трубопроводов тепловой сети осуществляется за счет «П»- образных компенсаторов и углов поворота теплотрассы.

Состояние тепловой изоляции трубопроводов - удовлетворительное. Расчет тепловых потерь не выполнялся - данный вид работ не предусмотрен договором.

Расчетная тепловая нагрузка (с учётом тепловых потерь) потребителей, подключенных к ЦТП по ул. Лесной, составляет 7,423 МВт, в том числе отопительная нагрузка – 2.28 МВт, нагрузка ГВС - 4,9762 МВт.

Полная расчетная схема тепловых сетей, с указанием геометрических параметров трубопроводов и наименованием потребителей приведена в приложении.

4.1.2 Центральные тепловые пункты (насосные)

Для обеспечения необходимых напоров у потребителей микрорайона в ЦТП по улице Лесной установлено 3 насоса Д 320-50 (мощность привода 1x75 кВт, и 1x90 кВт, частота вращения каждого электродвигателя - 1500 об/мин.), из которых два - рабочих, один - резервный.

Технологической схемой предусмотрена работа в повысительно-смесительном режиме. В настоящее время поддерживается только повысительный режим. В повысительном режиме постоянно в работе два насоса, третий находится в резерве.

Среднестатистические гидравлические параметры теплоносителя, поддерживаемые на вводе и выводе ЦТП в отопительный сезон (фактический режим), следующие:

- Располагаемый напор на вводе - 15 м;
- Напор в обратной линии на вводе - 65 м; (6,5 кг/см²)
- Напор в подающей линии - 80 м (8,0 кг/см²)

- Располагаемый напор на выводе - 31 м;
- Напор в обратной линии на выводе- 65 м;
- Напор в подающей линии - 96 м ($9,6 \text{ кг/см}^2$)

Таким образом, по нашей оценке, с учетом потерь в трубопроводах ЦТП, насос развивает напор 20 - 25 м в.с., что показано на рисунке 4.1.

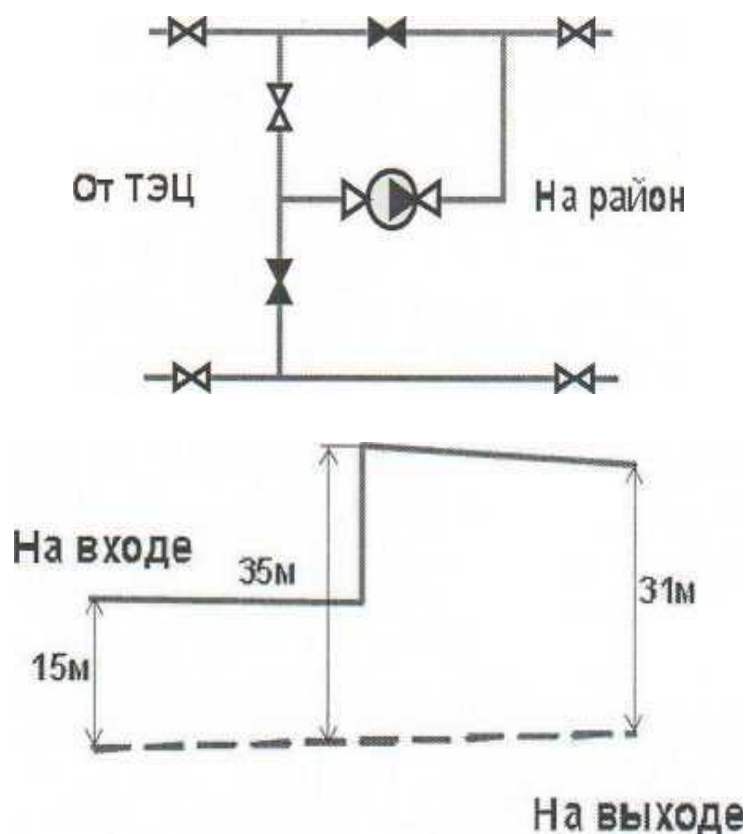


Рисунок 4.1 – Принципиальная схема ЦТП и пьезометрический график

4.1.3 Индивидуальные тепловые пункты и системы теплоснабжения.

В данной работе рассмотрены только подключенные объекты. Потребители, теплоснабжение которых осуществляется от тепловых сетей после ЦТП, представляют собой жилые и общественные здания. Системы теплоснабжения потребителей присоединены по зависимой схеме.

Системы отопления зданий однотрубные и двухтрубные, оборудованы приборами конвективно-излучающего действия разнообразных типов.

Максимальное давление в системах теплоснабжения принято 10 кг/см^2 .

Система горячего водоснабжения - по открытой схеме т.е. разбор воды на нужды горячего водоснабжения организован непосредственно из тепловой сети, что показано на рисунке 4.2.

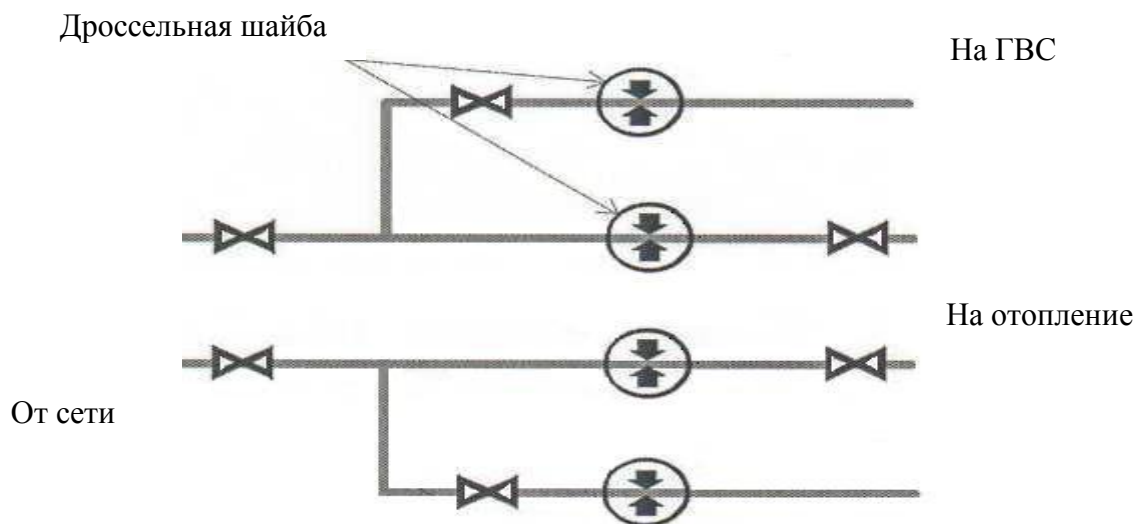


Рисунок 4.2 – Принципиальная схема теплового ввода потребителя

В открытых системах вода на горячее водоснабжение должна поступать из обратной и подающей линии после смешения, обеспечивающего заданную регулятором температуру. При отсутствии регуляторов температуры, водоразбор должен осуществляться целиком из подающей или обратной линии в зависимости от температуры сетевой воды, т.е. в зависимости от отопительного сезона (летний, либо зимний) режим.

Фактически, в рассматриваемой системе теплоснабжения, разбор воды на ГВС организован только из подающей линии без регулятора температуры, независимо от времени года.

При наличии циркуляционного трубопровода и отборе воды на ГВС из подающего трубопровода устанавливается дросселирующее устройство, ограничивающее расход воды на циркуляцию. Подбор дросселирующего устройства проводится на циркуляционный расход и напор равный располагаемому напору перед системой ГВС минус потери в системе ГВС, принимаемые 1-3 м. вод. ст.

Зависимая открытая система теплоснабжения обладает рядом эксплуатационных недостатков:

- 1) значительными колебаниями давлений во внешней тепловой сети и в подающей линии после ЦТП, а следовательно, и значительными изменениями расходов воды в системах отопления, что может, с большой вероятностью, вызвать аварийные нарушения работы местных систем отопления;
- 2) неизбежным возникновением непропорциональной разрегулировки в системе;
- 3) трудностью аварийного резервирования, при котором имеют место значительные изменения напоров в подающих и обратных линиях, недопустимые при зависимом присоединении систем отопления.

В открытых сетях единственной возможностью влиять на значения относительного расхода воды на отопление у отдельных абонентов является гидравлическая регулировка вводов. Гидравлическая регулировка заключается в установлении при расчетном режиме в точках отбора воды (из подающей и обратной линий) определенных напоров. Эти напоры устанавливаются соответствующими дроссельными шайбами. [12]

4.1.4 Расчетные тепловые нагрузки

Тепловые нагрузки рассматриваемой системы теплоснабжения состоят из нагрузок на отопление и горячее водоснабжение.

Среднечасовые расходы теплоты на нужды горячего водоснабжения приняты по данным, предоставленным АО «Златмаш». Коэффициент часовой неравномерности принят 1,8.

Город Златоуст (район Машзавода)

Число жителей – 5700

Температура внутреннего воздуха (t_B) – 20 °С

Продолжительность периода со средней суточной температурой воздуха меньше 8°С – 218 суток

Температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки ($t_{н.о}$) – -34 °С;

В таблице 4.1 приведена средняя продолжительность периода с температурой воздуха в городе Златоусте.

Таблица 4.1 - Средняя продолжительность периода с температурой воздуха

$t_n, ^\circ\text{C}$	8	-15	-34
$n, \text{ч}$	5180	1110	7

4.1.5 Нагрузка системы отопления и ГВС

Расход теплоты на отопление по площади застройки, МВт(4.1):

$$\dot{Q}_0 = q_F \cdot F \cdot z \cdot (1 + k_1), \quad (4.1)$$

где q_f – отпуск теплоты на 1 м² площади застройки, Вт/м²;

F – площадь приходящаяся на 1 жителя, м²;

z – число жителей;

k_1 – коэффициент, учитывающий отпуск теплоты на отопление.

Расчётное зн
МВт (4.2): $\dot{Q}_0 = 80 \cdot 18 \cdot 5700 \cdot (1 + 0,25) = 10,26$ МВт температуры +8°С,

$$Q_0^{+8} = Q_0' \cdot \frac{t_6 - t_n}{t_6 - t_{н.о.}}, \quad (4.2)$$

где $t_6 = 200 \text{ }^\circ\text{C}$ – температура внутреннего воздуха.

$$Q_0^{+8} = 10,26 \cdot \frac{20 - 8}{20 + 34} = 2,28 \text{ МВт}$$

Средненедельный расход теплоты на ГВС зимнего периода, МВт(4.3):

$$(Q_{ГВС}^{ср.н.})_з = \frac{1,2 \cdot m \cdot (a + b) \cdot C_p \cdot (t_2 - t_x)}{n_c}, \quad (4.3)$$

где $a = 100 \text{ л/с}$ – норма расхода горячей воды на 1 единицу измерения;

$b = 25 \text{ л/с}$;

$m = 5700$ – количество единиц измерения;

$c_p = 4,19 \text{ КДж/(кг }^\circ\text{C)}$ – теплоемкость воды;

$t_2, t_x = 55,5 \text{ }^\circ\text{C}$ – температура горячей и холодной воды.

$$(Q_{ГВС}^{ср.н.})_з = \frac{1,2 \cdot 5700 \cdot 125 \cdot 4,19 \cdot (55 - 5)}{86400} = 2,073 \text{ МВт}$$

Средненедельный расход теплоты на ГВС летнего периода, МВт(4.4):

$$(Q_{ГВС}^{ср.н.})_л = 0,8 \cdot (Q_{ГВС}^{ср.н.})_з \cdot \frac{t_2 - t_x^л}{t_2 - t_x^з}, \quad (4.4)$$

где $t_x^л = 15 \text{ }^\circ\text{C}$ – температура холодной воды летнего периода;

$t_x^з = 5 \text{ }^\circ\text{C}$ – температура холодной воды зимнего периода.

$$(Q_{ГВС}^{ср.н.})_л = 0,8 \cdot 2,073 \cdot \frac{55 - 15}{55 - 5} = 1,32672 \text{ МВт}$$

Расчетный расход теплоты на ГВС зимнего периода, МВт (4.5):

$$(Q_{ГВС}^{расч.})_з = k_c \cdot (Q_{ГВС}^{ср.н.})_з \cdot k_n, \quad (4.5)$$

$$(Q_{ГВС}^{расч.})_з = 1,2 \cdot 2,073 \cdot 2 = 4,9752 \text{ МВт}$$

Расчетный расход теплоты на ГВС летнего периода, МВт (4.6):

$$(Q_{ГВС}^{сп.н.})_л = k_c \cdot (Q_{ГВС}^{сп.н.})_л \cdot k_n, \quad (4.6)$$

$$(Q_{ГВС}^{сп.н.})_л = 1,2 \cdot 1,32 \cdot 2 = 3,18 \text{ МВт}$$

Годовой расход теплоты на отопление, МВт(4.7):

$$Q_0^{зод} = Q_0' \cdot n_0, \quad (4.7)$$

где $n_0 = 86400 \cdot 218$ – продолжительность работы системы отопления, ч.

$$Q_0^{зод} = 10,26 \cdot 86400 \cdot 218 = 94,83 \cdot 10^6 \text{ МВт}$$

Годовой расход теплоты на ГВС, МВт(4.8):

$$Q_{ГВС}^{зод} = Q_{ГВС}^{сп.н.} \cdot (n_0 + \beta \frac{t_2 - t_x^л}{t_2 - t_x^з} \cdot (n_2 - n_0)), \quad (4.8)$$

где $n_2 = 30,2 \cdot 10^6$ сек/год – длительность работы системы ГВС;

$\beta = 0,8$ – коэффициент, учитывающий средненедельный расход теплоты на ГВС вне отопительного периода по отношению к отопительному.

$$Q_{ГВС}^{зод} = 2,07 \cdot (86400 \cdot 218 + 0,8 \cdot \frac{55 - 15}{55 - 5} \cdot (30,2 \cdot 10^6 - 86400 \cdot 218)) = 23,96 \text{ МВт}$$

Суммарная нагрузка:

$$Q_{сумм} = Q_o + Q_{зс} = 2,28 + 4,9762 = 7,2562 \text{ МВт}$$

Суммарные расчетные тепловые нагрузки потребителей системы теплоснабжения, подключенных после ЦТП, составят 7,2562 МВт, в том числе:

на отопление - 2,28МВт;
на ГВС с учетом неравномерности и циркуляции - 4,9762 МВт;

Суммарная максимальная подключенная тепловая нагрузка с учётом нормативных тепловых потерь составляет 7,423 МВт.

Расчетные тепловые нагрузки для каждого из потребителей подключенных к ТЭЦ по ул. Лесной приведены в Приложении А.

4.2 Определение расходов сетевой воды

4.2.1 Разработка расчётного теплового режима

Задачей разработки теплового режима является выбор рационального метода регулирования отпуска теплоты и построение соответствующего температурного графика сетевой воды в тепловой сети.

Тепловая нагрузка потребителей непостоянна, она меняется в зависимости от температуры наружного воздуха и других факторов, неравномерности водоразбора для нужд ГВС. Наиболее точное регулирование возможно только при полной автоматизации ЦТП, местных систем отопления при помощи автоматических балансировочных клапанов на тепловых пунктах, а также при автоматизации систем горячего водоснабжения. При отсутствии автоматизированных систем регулирования, управление нагрузкой осуществляется централизованно на источнике, то есть от ТЭЦ АО «Златмаш»

После проведения предварительного гидравлического расчета и анализа технических характеристик оборудования ЦТП, тепловой сети и тепловых пунктов потребителей рассматриваемой системы теплоснабжения принято, что отпуск теплоты на теплоснабжение потребителей будет осуществляться по фактически применяемому температурному графику (95 – 70) °С с нижней полкой (срезкой) по температуре в подающем трубопроводе на уровне 55 °С, так системы отопления данного района не превышают десяти этажей и построены в прошлом веке.

Температурный график - это зависимость температуры теплоносителя в системе отопления от температуры наружного воздуха. Температура воды на входе в систему отопления и ГВС зависит от температуры наружного воздуха, то есть чем ниже температура наружного воздуха, тем с большей температурой должен пройти теплоноситель в систему отопления. Для двухтрубных систем в домовые системы отопления можно подавать теплоноситель температурой не выше 95 °С, для однетрубных систем 105 °С. Применяемый температурный график (95-70) °С означает, что при расчётной температуре наружного воздуха для города Златоуст, для создания комфортной температуры воздуха внутри помещения (для жилья 25 °С), в систему отопления должен поступить теплоноситель (вода) с температурой 95 °С , а выйти из неё с температурой 70 °С. Следует отметить, что применяемая полка (55 °С) не обеспечивает нормативной температуры воды в системах горячего водоснабжения, что показано на рисунке 4.3.

									лист
									20
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.04.01.2018.245.05 ПЗ				

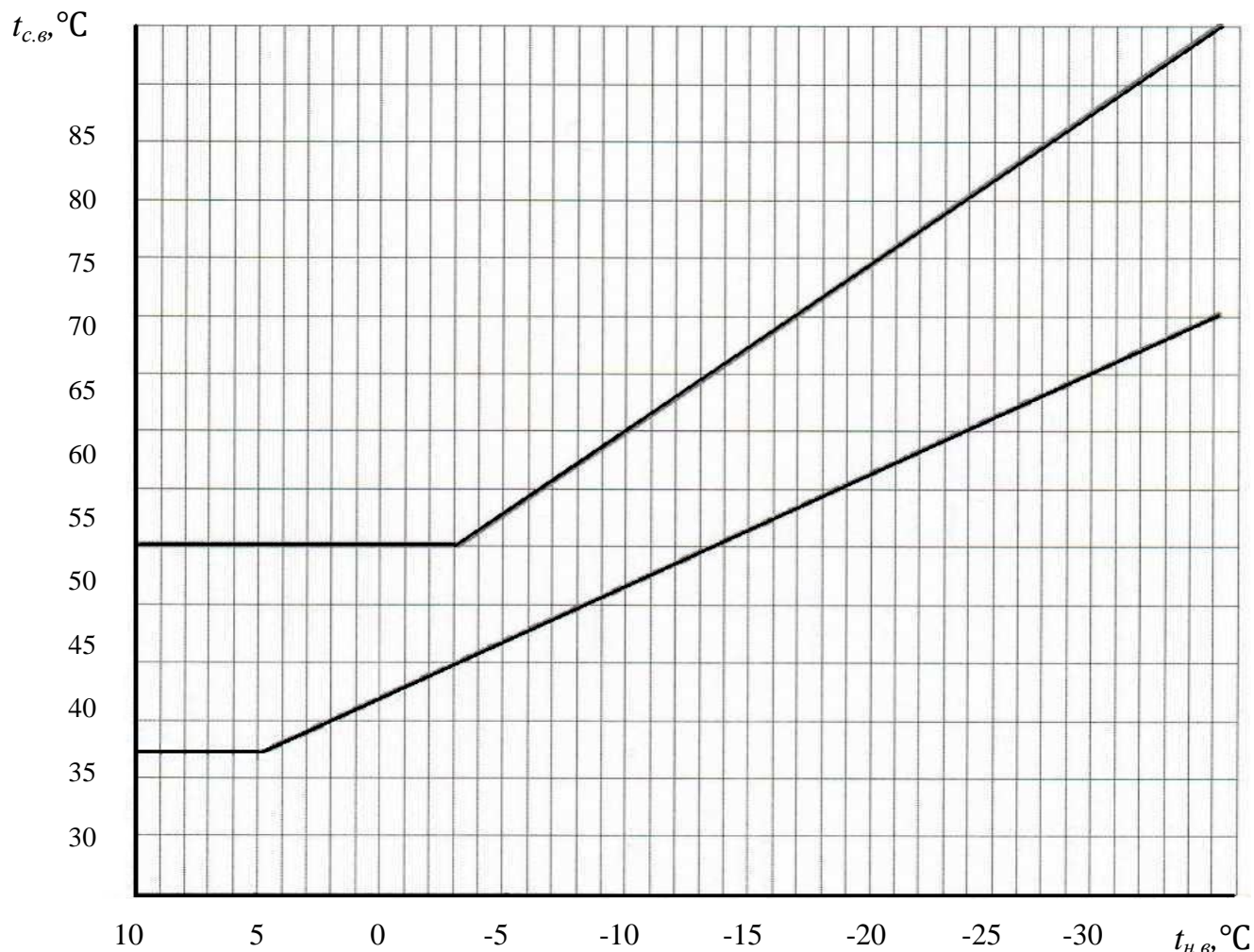


Рисунок 4.3 – Температурный график

Температура сетевой воды в подающем трубопроводе перед отопительно-вентиляционной установкой будет равна температуре воды после источника и в общем случае может быть определена по формуле (4.9):

$$\tau_{1.0} = t_{v.p} + \Delta t_{o.p} \cdot \left(\bar{Q}_o^p\right)^{0,8} + \left(\delta\tau_{o.p} - \frac{\theta^p}{2}\right) \cdot \bar{Q}_o^p, \quad (4.9)$$

где $\tau_{1.0}$ – температура сетевой воды в подающем трубопроводе, °С;
 θ^p – расчетный перепад температур теплоносителя в нагревательных приборах, °С (4.10):

$$\theta^p = \frac{\delta\tau_{o.p}}{1+u}, \quad (4.10)$$

В этом случае на количество тепловой энергии получаемой потребителем будет оказывать влияние только гидравлический режим работы тепловой сети, т.е. чем больше располагаемый напор у потребителя (при отсутствии регуляторов) тем выше температура внутреннего воздуха отапливаемого здания.

4.2.2 Определение расчётных расходов сетевой воды

Расчетный расход сетевой воды на систему отопления, присоединенную по зависимой схеме, определяют по формуле(4.11):

$$G_{c.p} = \frac{Q_{o.p.} \cdot 1000}{c \cdot (\tau_{1.p.} - \tau_{2.p.})}, \quad (4.11)$$

где $G_{c.p}$ – расчетный расход сетевой воды на систему, т/ч;

$Q_{o.p.}$ – расчетная нагрузка на систему отопления, МВт;

$\tau_{1.p.}$ – температура воды в подающем трубопроводе при расчетной температуре наружного воздуха для проектирования отопления, °С;

$\tau_{2.p.}$ – температура воды в обратном трубопроводе при расчетной температуре наружного воздуха для проектирования отопления, °С.

Относительный расход сетевой воды на систему отопления, т/ч (4.12):

$$G'_c = \frac{G_c}{G_{c.p}}, \quad (4.12)$$

где G_c – текущее значение сетевого расхода на систему отопления, т/ч.

Относительный расход тепла на систему отопления, МВт (4.13):

$$Q'_o = \frac{Q_o}{q_o}, \quad (4.13)$$

где Q_o – текущее значение расхода теплоты на систему отопления, МВт.

Расчетный расход теплоносителя на систему горячего водоснабжения для открытых систем теплоснабжения, т/ч (4.14):

$$G_{гвс.p} = \frac{Q_{гвс.}^{cp} \cdot 1000}{c \cdot (\tau_{гвс.} - \tau_{хвс.})}, \quad (4.14)$$

где $Q_{гвс.}^{cp}$ – средняя тепловая нагрузка на ГВС, МВт;

При отсутствии баков аккумуляторов принимают, МВт (4.15):

$$Q_{гвс.p} = Q_{гвс.}^{max}. \quad (4.15)$$

$Q_{гвс.}^{max}$ – максимальная тепловая нагрузка на ГВС, МВт (4.16):

$$Q_{гвс.}^{max} = k \cdot Q_{гвс.}^{cp}, \quad (4.16)$$

где k – безразмерный коэффициент часовой неравномерности.

Расход воды на горячее водоснабжение из подающего трубопровода, т/ч (4.17):

$$G_{n.zvc.} = \beta \cdot G_{zvc.p.}, \quad (4.17)$$

где β – доля отбора воды из подающего трубопровода, (4.18):

$$\beta = \frac{t_{zvc.} - \tau_2}{\tau_1 - \tau_2}, \quad (4.18)$$

Суммарный расход сетевой воды на абонентский ввод равен сумме расчетных расходов на отопление и ГВС, т/ч (4.19):

$$G_{ab.p.} = G_{co.p.} + G_{gvc.p.}, \quad (4.19)$$

Расчетный расход воды в двухтрубных тепловых сетях в неотапительный период, т/ч (4.20):

$$Q_{gvc.p.} = \alpha \cdot Q_{gvc.}^{max}, \quad (4.20)$$

где α – безразмерный коэффициент, учитывающий изменения среднего расхода воды на горячее водоснабжение в неотапительный период по отношению к отопительному периоду, принимаемый при отсутствии данных 0,8.

Результаты расчётных расходов сетевой воды приведены в таблице 4.2

Таблица 4.2– Расчетные тепловые нагрузки и расходы теплоносителя по направлениям (укрупненным потребителям)

Расчетная тепловая нагрузка	Расчетная тепловая нагрузка, МВт	Расход теплоносителя, м ³ /ч
Направление 1 (Ø100) на ул. 40 лет Победы	0,6	23,6
Направление 2 (Ø150) на ул. Урицкого, 7- ул. Урицкого, 11	1,7	69,5
Направление 3 (Ø250) на ул. Урицкого, 36 - ул. Дворцовая	3,8	152,9
Направление 4 (Ø200) на ул. Урицкого, 17 - ул. Урицкого, 33	4,7	189,4
Всего:	10,8	435,5

4.3 Определение сопротивлений участков тепловой сети и потребителей

Гидравлический расчет трубопроводов тепловых сетей, расчет дросселирующих устройств, проводились с помощью геоинформационной системы для проведения теплогидравлических расчетов Zulu 6.0 компании ООО «ПОЛИТЕРМ».

Целью гидравлического расчета является определение пропускной способности трубопроводов, гидравлических потерь в них и располагаемых напоров в любой точке тепловой сети и на тепловых пунктах потребителей.

В геоинформационной системе для проведения теплогидравлических расчетов Zulu 6.0 компании ООО «ПОЛИТЕРМ» использована нижеописанная методика гидравлического расчета трубопроводов.

Потери напора при движении теплоносителя по трубопроводам, м (4.21):

$$\Delta H_y = S_y \cdot \rho \cdot \frac{G_y^2}{2}, \quad (4.21)$$

где S_y – приведённое сопротивление участка трубопровода, м/(т/ч)²;

ρ – плотность теплоносителя, кг/м³;

G_y – расход теплоносителя на участке тепловой сети, т/ч.

Приведённое сопротивление участка трубопровода, м² · ч²/м⁶ (4.22):

$$S_y = \frac{A_r \cdot (l_y + l_{ekv.})}{g \cdot d_y^{5,25}}, \quad (4.22)$$

где A_r – коэффициент, м^{0,25};

l_y – длина участка трубопровода по плану, м;

$l_{ekv.}$ – эквивалентная длина участка трубопровода, м;

d_y – внутренний диаметр участка трубопровода, м;

g – ускорение свободного падения, м/с².

Коэффициент сопротивления участка трубопровода, м^{0,25} (4.23):

$$A_r = 0,0894 \cdot k_{ekv.}^{0,25}, \quad (4.23)$$

где $k_{ekv.}$ – коэффициент эквивалентной шероховатости трубопровода.

Эквивалентная длина участка трубопровода, м (4.24):

$$l_{эkv} = A_t \cdot \sum \xi \cdot d_{уч.}^{1,25}, \quad (4.24)$$

где A_t – коэффициент, м^{-0,25};

$\sum \xi$ – сумма коэффициентов местных сопротивлений на участке тепловой сети.
 Коэффициент эквивалентной длины участка трубопровода, м^{-0,25} (4.25):

$$A_t = \frac{9,1}{k_{ekv}^{0,25}}, \quad (4.25)$$

Возможные расхождения при расчете по различным формулам незначительны по сравнению с теми ошибками, которые обычно имеют место вследствие неопределенности в выборе значения шероховатости.

Как видно из формулы(4.21) потери напора по длине пропорциональны эквивалентному коэффициенту местных сопротивлений в степени 0,25 и обратно пропорциональны внутреннему диаметру трубопровода в степени 5,25. При этом ошибки, связанные с неправильным вводом коэффициента эквивалентной шероховатости, оказывают значительно меньшие влияния на величину потери напора, чем игнорирование возможного зарастания трубопровода, что особенно актуально для открытых систем теплоснабжения, что показано на рисунке 4.3.

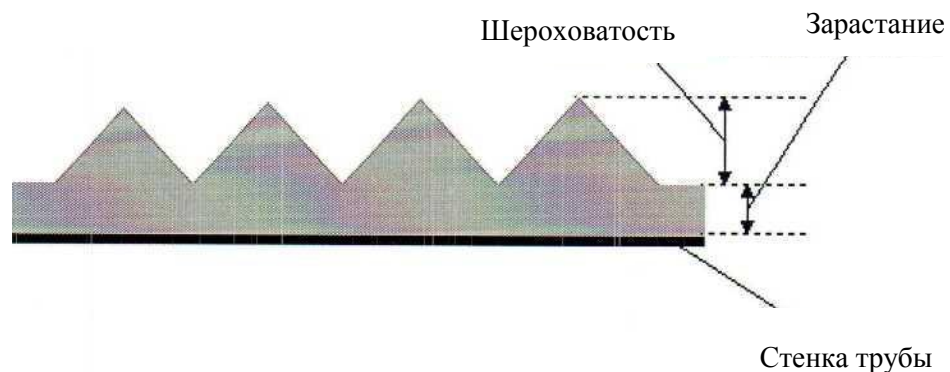


Рисунок 4.3 – Структура внутренней поверхности трубопровода

Пропускная способность трубопроводов в период эксплуатации снижается, вследствие коррозии и образования отложений на трубах. При этом происходит изменение шероховатости трубопровода и его зарастание (уменьшение поперечного сечения). Увеличение шероховатости и зарастание приводит к уменьшению диаметра трубопровода и как следствие к увеличению потерь напора. Сложность физических, химических и биологических явлений, определяющих изменение шероховатости труб и их зарастание, приводит к необходимости ориентироваться на некоторые средние показатели, которые в первом приближении можно оценить по формуле (4.26):

$$k_t = k_e + \delta \cdot t, \quad (4.26)$$

где k_t – коэффициент эквивалентной шероховатости через t лет

эксплуатации, мм;
 k_e – коэффициент эквивалентной шероховатости для новых труб в начале эксплуатации, мм;
 δ – ежегодный прирост абсолютной шероховатости, мм в год;
 t – время эксплуатации трубопровода, лет.

Заращение трубопровода можно измерять при выполнении реконструкции трубопроводов или ежегодных ремонтах при помощи обычной линейки, а увеличение шероховатости определять по выше изложенной методике.

Скорость движения воды на участке трубопровода, м/с (4.27):

$$V_y = \frac{G_y^4}{3,6 \cdot 3,14 \cdot d_y^2}, \quad (4.27)$$

Потери напора на потребителях определяется, м.в.с (4.28):

$$\Delta H_{ab} = S_{ab} \cdot G_{ab}^2, \quad (4.28)$$

где S_{ab} – сопротивление потребителя, м/(т/час)².

Сопротивление потребителя определяется по следующей методике.

Для различных схемных решений сопротивление потребителей учитывает:

- сопротивление системы отопления S_{co} ;
- сопротивление системы вентиляции S_{cv} ;
- сопротивление системы горячего водоснабжения S_{gvc} .

Суммарное сопротивление потребителя вычисляется в зависимости от типа схемного решения по правилу определения сопротивления последовательно (параллельно) соединенных элементов.

4.4. Расчет потокораспределения в трубопроводной сети

Программный модуль ZuluTermo предназначен для расчета режимов работы трубопроводных сетей.

К началу выполнения гидравлического расчета определены:

- 1) сопротивления участков тепловой сети;
- 2) сопротивления потребителей;
- 3) расходы в узлах сети;
- 4) действующие напоры на насосных станциях.

В результате гидравлического расчета определяются расходы теплоносителя на каждом участке тепловой сети и давления в каждом узле. Для определения названных величин используются законы Кирхгофа:

- сумма расходов втекающих в каждый узел равна нулю (или утечке);
- сумма падений давления на всех участках замкнутого цикла равна нулю (или сумме действующих напоров).

Эти два фундаментальных закона следует дополнить эмпирической зависимостью падения давления на участке сети от расхода, (4.29):

$$\Delta p = f(q), \quad (4.29)$$

Для всех трубопроводных сетей считается оправданным использование зависимости вида, (4.30):

$$f(q) = s \cdot |q|^{A-1} \cdot q, \quad (4.30)$$

В частности для водопроводной сети принято использовать функцию, (4.31):

$$f(q) = s \cdot |q| \cdot q, \quad (4.31)$$

где s – постоянный, безразмерный коэффициент, называемый сопротивлением.

С использованием матрицы инцидентности графа сети первую систему уравнений Кирхгофа можно записать в виде, (4.32):

$$A \cdot q = Q, \quad (4.32)$$

где A – матрица инцидентности без последней строки;

q – вектор расходов на участках, кг/с;

Q – вектор утечек в узлах, кг/с.

Вторая система уравнений Кирхгофа может быть получена из системы уравнений, выражающих закон Ома для каждого участка сети, (4.33):

$$A^T \cdot p = H - S \cdot f(q), \quad (4.33)$$

где p – вектор давлений в узлах, Па;

H – вектор действующих на участках напоров, м.в.с;

S – диагональная матрица сопротивлений участков.

Пусть для графа сети выбрано основное дерево, тогда ему соответствует определенная система базисных циклов, описываемая матрицей B . Умножая последнее соотношение на матрицу B слева и, учитывая, что $B \cdot A^T = 0$, получим вторую систему уравнений Кирхгофа, (4.34):

$$Bsf(q) = BH, \quad (4.34)$$

Решение системы уравнений:

В системе уравнений, уравнения, (4.35):

$$A \cdot q = Q \text{ – линейны,} \quad (4.35)$$

а уравнения,(4.36):

$$Bsf(q)=BH - \text{нелинейные,} \quad (4.36)$$

Решение такой системы нелинейных уравнений можно искать численно, используя метод Ньютона. При этом время, требуемое для решения, пропорционально третьей степени числа неизвестных. Для достаточно больших трубопроводных сетей описанный подход требует слишком больших затрат машинного времени. Для ускорения процесса решения еще Кирхгофом предложен метод контурных расходов. В качестве неизвестных величин выбираются контурные расходы, точнее расходы на участках сети (хордах) не входящих в основное дерево. Количество хорд значительно меньше, чем количество узлов и участков.

Перепишем систему в виде,(4.37):

$$\begin{cases} A_t q_t + A_c q_c = Q, \\ B_t S f(q_t) + S_c f(q_c) = BH. \end{cases} \quad (4.37)$$

где нижним индексом «*t*» отмечены величины, относящиеся к участкам, образующим дерево (tree), а индексом «*c*» - к хордам (chord).

Матрица A_t , обратима, поэтому первое уравнение можно преобразовать к виду, МВт (4.38):

$$q_t = B_t^T \cdot q_c + A_t^{-1} Q, \quad (4.38)$$

Линеаризация оставшихся уравнений с учетом этого соотношения, (4.39):

$$K \cdot q_c = F, \quad (4.39)$$

где K – матрица Кирхгофа,(4.40):

$$K = B_t S_t f'(q_t) B_t^T + S_c f'(q_c), \quad (4.40)$$

правая часть вычисляется по формуле, (4.41):

$$F = B S f(q_t) + S_c f(q_c) - BH, \quad (4.41)$$

В соответствии с этим для решения системы нелинейных алгебраических уравнений имеем рекуррентную формулу, (4.42):

$$q_c^{(N+1)} = q_c^{(N)} - K^{-1} F, \quad (4.42)$$

Можно показать, что матрица K симметрична и положительно определена, поэтому для решения уравнения можно применить метод Холесского.

Хранение и обработка информации производится не в матричной форме, а в виде списков.

На основании решения представленных выше уравнений производится расчет потокораспределения в сети. В результате расчета определяются:

- 1) расходы и потери напора по участкам сети;
- 2) напоры во всех узлах, как в подающем, так и обратном трубопроводах;
- 3) фактические располагаемые напоры у потребителей.

Диаметр отверстия дроссельной диафрагмы, мм (4.43):

$$d_d = 10 \cdot \sqrt[4]{\frac{G_c^2}{\Delta H_d}} \quad (4.43)$$

где ΔH_d – избыточный напор, гасимый дроссельной диафрагмой, м.

G_c – расчетный расход сетевой воды, проходящий через дроссельную диафрагму, т/ч.

Минимальный диаметр отверстия дроссельной диафрагмы принимается 3 мм. При необходимости устанавливается последовательно несколько диафрагм соответственно с большими диаметрами отверстий.

Место установки дроссельных шайб перед системой отопления зависит от значения напора в обратном трубопроводе. Величина требуемого напора, обеспечивающего заполнение системы отопления, по умолчанию на 4 метра выше высоты здания. Если величина фактического напора в обратном трубопроводе меньше, чем высота здания плюс 4 метра, т.е. имеет место опорожнение системы отопления, то дроссельные шайбы предусматриваются на обратном трубопроводе, в противном случае - на подающем.

Тепловая нагрузка отопительных установок, присоединенных к тепловой сети по зависимой схеме при известной температуре наружного воздуха и температуре воды в подающем трубопроводе тепловой сети, МВт(4.44):

$$\bar{Q}_o = \frac{\varphi_{l.o.} \cdot t_n}{t_{v.p.} - t_{n.p.o.} + \frac{\Delta t_{o.p.}}{\bar{q}_o^{0.2}} + \frac{0.5+u}{1+u} \cdot \frac{\delta \varphi_{o.p.}}{G_c}} \quad (4.44)$$

где \bar{q}_o – относительный расход теплоты на системы отопления, т/ч;

G_c – относительный расход сетевой воды (из тепловой сети) на систему отопления, т/ч;

$t_{v.p.}$ – расчётная температура воздуха внутри отапливаемого здания, °С;

$t_{n.p.o.}$ – расчётная температура наружного воздуха для проектирования отопления, °С.

Температурный напор отопительного прибора при расчетном режиме, °C(4.45):

$$\Delta t_{o.p.} = \frac{\varphi_{3.o.p.} + \varphi_{2.o.p.}}{2} \cdot t_{v.p.}, \quad (4.45)$$

Перепад температур в тепловой сети при расчетном режиме, °C(4.46):

$$\delta\varphi_{o.p.} = \varphi_{3.o.p.} + \varphi_{2.o.p.}, \quad (4.46)$$

Уравнение решается методом последовательных приближений и позволяет определить тепловую нагрузку отопительной установки при любых расходах и температурах сетевой воды.

Температура сетевой воды на выходе из отопительной установки при любом режиме работы, °C(4.47):

$$\varphi_{2.o.} = \varphi_{1.o.} \cdot \frac{\bar{Q}_o}{G_c} \cdot \delta\varphi_{o.p.}, \quad (4.47)$$

Температура внутри отапливаемых помещений при установившемся режиме работы, °C(4.48):

$$t_v = t_n + \bar{Q}_o \cdot (t_{v.p.} - t_{n.p.o.}), \quad (4.48)$$

где t_n – текущее значение температуры наружного воздуха, °C.

Разработка расчетного гидравлического режима[36]

В открытых сетях единственной возможностью влиять на значения относительного расхода воды на отопление у отдельных абонентов является гидравлическая регулировка вводов, заключающаяся в установлении при расчетном режиме в точках отбора воды из подающей и обратной линий определенных напоров. Эти напоры устанавливаются соответствующими дроссельными устройствами.

В открытых системах теплоснабжения, где водоразбор из подающей линии уменьшает расход воды на системы отопления, а водоразбор из обратной линии его увеличивает, это должно компенсироваться соответствующим изменением температурного графика сети.

В установках с непосредственным водоразбором, вода для нужд горячего водоснабжения отбирается непосредственно из сети. Часть воды отбирается из подающей линии, остальная часть - отбирается из обратной линии после системы отопления. Доля отбора воды из подающей линии изменяется от 1 до 0 при сезонном повышении температуры сетевой воды. В системах, где регуляторы температуры не установлены, вода отбирается или из подающей линии.

В индивидуальных тепловых пунктах открытых систем существенный интерес представляет изменение расхода воды через отопительную систему при наличии водоразбора. Водоразбор из подающей магистрали уменьшает расход воды в отопительной системе. Уменьшение расхода воды в отопительной системе при водоразборе из подающей магистрали, может достигать 20%.

Расход воды в отопительной системе сохраняется практически неизменным, когда из подающей линии отбирается не более 40% суммарного расхода воды на горячее водоснабжение.

Увеличение нагрузки горячего водоснабжения всегда приводит к уменьшению потери напора в обратном ответвлении и увеличению в подающем ответвлении, т.е. снижению напора в отопительной системе.

При достижении определенной нагрузки горячего водоснабжения потеря напора в обратном ответвлении становится равной нулю, что соответствует прекращению циркуляции воды в обратном ответвлении.

В случае дальнейшего увеличения нагрузки, вода на горячее водоснабжение из обратной линии будет поступать частично из системы отопления, а частично - из обратной магистрали по обратному ответвлению. При этом напор в отопительной системе будет ниже, чем напор в обратной магистрали.

Наконец, возможно такое увеличение нагрузки горячего водоснабжения, когда вся доля воды на ГВС из обратной линии будет поступать из обратной магистрали. Циркуляция воды в отопительной системе при этом: прекратится.

Для сохранения неизменного расхода воды на отопление необходимо, чтобы располагаемый напор в сети изменялся в весьма значительных пределах. Это изменение напора должно быть тем большим, чем больше нагрузка горячего водоснабжения и относительные сопротивления ответвлений на сети к абоненту.

Изменение располагаемого достигается двумя способами:

Установка регулирующих клапанов на выходе из ЦТП - для изменения сопротивления сети микрорайона дросселированием.

Изменение оборотов насосного агрегата (применение частотно-регулируемого привода) - для изменения располагаемого напора на микрорайон.

Компенсация изменений расхода сетевой воды на системы отопления может производиться соответствующей корректировкой температурного графика отпуска теплоты, при условии, работы ЦТП в повысительно-смесительном режиме.

Гидравлические режимы открытых систем теплоснабжения достаточно сложны. Это обусловлено тем, что нагрузка горячего водоснабжения, резко переменная в течение суток, непосредственно отражается на расходах воды в сети и давлениях в подающей и обратной линиях. Эти параметры значительно изменяются как в течение суток, так и в течение отопительного сезона.

Имеют место значительные суточные колебания располагаемых напоров и, следовательно, расходов воды на отопление. При этом трудно обеспечить пропорциональное изменение расходов воды у всех абонентов, особенно при наличии в сети насосных станций[37].

Непосредственная связь системы горячего водоснабжения с радиаторами отопления вызывает ухудшение качества воды в системе горячего водоснабжения,

особенно в периоды резких изменений расхода воды на горячее водоснабжение, при включении отопительных систем и т.п., трудность управления гидравлическими и тепловыми режимами крупных систем теплоснабжения в условиях полной децентрализации; невозможность, в частности, быстрого отключения систем горячего водоснабжения в аварийных условиях, например, при нарушении нормального снабжения теплоисточника водопроводной водой.

Относительный расход воды на горячее водоснабжение при водоразборе из подающей линии, т/ч (4.49):

$$n_{\text{под}} = \frac{Q_2}{Q_0} \cdot \frac{\delta\tau'_0}{\tau_1 - t_2}, \quad (4.49)$$

С учетом этих значений n относительные расходы воды на отопление для рассматриваемых систем при водоразборе из подающей линии, °С (4.50):

$$\varphi = -\frac{Q_2}{Q_0} \cdot \frac{\delta\tau'_0}{\tau_1 - t_2} \cdot \bar{S}' + \sqrt{\alpha \cdot \bar{S}' \cdot \left(\frac{Q_2}{Q_0}\right)^2 \cdot \left(\frac{\delta\tau'_0}{\tau_1 - t_2}\right)^2 \cdot (1 - \bar{S}')}, \quad (4.50)$$

Гидравлический режим тепловой сети определяет давление в подающих и обратных трубопроводах; располагаемые напоры на выводе тепловой сети у источника теплоты и на тепловых пунктах потребителей; требуемые напоры насосов ЦТП.

Гидравлический режим разрабатывался с учетом следующих требований:

- 1) давление воды в обратных трубопроводах не должно превышать допустимое рабочее давление в непосредственно присоединенных системах потребителей теплоты, в то же время, должно быть выше на 0,5 кгс/см² статического давления систем теплоснабжения для обеспечения их заполнения;
- 2) давление воды в обратных трубопроводах тепловой сети во избежание подсоса воздуха должно быть не менее 0,5 кгс/см²;
- 3) давление воды во всасывающих патрубках насосов ЦТП не должно превышать допустимого по условиям прочности конструкции насосов и должно быть не менее 0,5 кгс/см²;
- 4) в давление в подающем трубопроводе при работе насосов ЦТП должно быть таким, чтобы не происходило вскипание воды при ее максимальной температуре в любой точке подающего трубопровода и в приборах систем теплоснабжения, непосредственно присоединенных к тепловым сетям; при этом давление в оборудовании ЦТП и тепловой сети не должно превышать допустимых пределов их прочности;
- 5) перепад давлений на тепловых пунктах потребителей должен быть не меньше гидравлического сопротивления систем теплоснабжения с учетом потерь давления в дроссельных диафрагмах;

- б) статическое давление в системе теплоснабжения не должно превышать допустимое давление в оборудовании ЦТП, в тепловых сетях и системах теплопотребления, непосредственно присоединенных к сетям, и должно обеспечивать заполнение их водой.

Гидравлический режим работы тепловой сети разработан при минимально необходимом располагаемом напоре на выводе ЦТП, м(4.51):

$$H_{уст} = H_{мс} + H_n, \quad (4.51)$$

где $H_{мс}$ – гидравлические потери в магистральной тепловой сети до наихудшего с точки зрения гидравлических потерь, м

H_n – минимально необходимый располагаемый напор на вводе характерного потребителя, м.

В результате гидравлического расчета и разработки режимов определены расчетные располагаемые напоры узловых ответвлениях тепловой сети для каждого из режимов.

Расчет проведен для следующих режимов:

- 1) Расчет 1. Модель фактического режима работы системы теплоснабжения в отопительный период;
- 2) Расчет 2. Модель оптимизированного режима работы системы теплоснабжения в отопительный период;
- 3) Расчет 3. Модель оптимизированного режима работы системы теплоснабжения с модернизацией участка тепловой сети;
- 4) Расчет 4. Модель фактического летнего режима работы системы теплоснабжения;
- 5) Расчет 5. Модель оптимизированного режима работы системы теплоснабжения с модернизацией ЦТП по ул. Лесной.

Пьезометрические графики для наиболее характерных участков тепловых сетей, иллюстрирующие режим, приведены в конце каждого расчета.

Расчетный гидравлический режим обеспечивается установкой дроссельных устройств с расчетными диаметрами отверстий. Корректировка расчетного режима проводится в процессе работ по регулировке и наладке режима.

4.5 Анализ результатов расчета

После построения и согласования с Заказчиком расчетной схемы (модели) тепловой сети, был проведен поверочный расчет существующего режима (моделирование режима работы тепловой сети при фактически наблюдаемых параметрах).

При проведении теплогидравлических расчетов приняты следующие расчетные параметры:

- расчетная температура наружного воздуха - $- 34 \text{ }^\circ\text{C}$
- температурный график - $95-70 \text{ }^\circ\text{C}$
- температура горячей воды у потребителя - $60 \text{ }^\circ\text{C}$

Для контроля соответствия параметров элементов модели, являющихся аналогом гидравлических характеристик элементов реальной сети, были выбраны точки на реальной тепловой сети с известными (замеренными) давлениями, характерными для установившегося режима работы сети. Изменяя различные параметры элементов модели и сравнивая полученные в результате расчета давления с измеренными в тех же точках, можно получить достаточно точный аналог реальной системы теплоснабжения. Таким образом, можно прогнозировать поведение реальной системы теплоснабжения, изучая и анализируя поведение модели.

Подбирались следующие параметры (гидравлические характеристики) модели:

- 1) Заращение внутренней поверхности трубопровода;
- 2) Потери напора в системе отопления для отдельных потребителей.

Контрольные точки установлены по следующим адресам:

- 1) ул. Урицкого,33 -располагаемый напор в точке 10 м.в.с;
- 2) Дет.сад №15 -располагаемый напор в точке 8 м.в.с;
- 3) Дет.сад №72 . -располагаемый напор в точке 8 м.в.с;
- 4) ул. Дворцовая,7а -располагаемый напор в точке 4 м.в.с;
- 5) ул. Дворцовая,7 -располагаемый напор в точке 3 м.в.с;
- 6) Дет.сад №87 -располагаемый напор в точке 1 м.в.с.

Расход теплоносителя в тепловой сети - 595 м³/ч, и соответственно, потребляемое микрорайоном тепло – 17,3 Мвт.

Располагаемый напор на микрорайон после ЦТП - 28 м в.с.

Колебания среднеотопительной часовой нагрузки (при температуре наружного воздуха -6,9 °С) – 6-8 МВт, т.е порядка 40%.

Колебания расхода теплоносителя - 570-630 м³/ч. т.е. около 10%

На ряде потребителей наблюдается давление в системе отопления и ГВС, превышающее 6 кг/см. Это следующие потребители:

- располагаемый напор в точке 3 м.в.с.
- располагаемый напор в точке 1 м.в.с.

Результаты подбора - соответствие фактически замеренных давлений в контрольных точках, и полученных в результате расчета.

4.5.1 Расчет 1. Модель фактического режима работы системы теплоснабжения в отопительный период

Был проведён гидравлический расчёт фактического режима работы системы теплоснабжения в отопительный период. Работа модели в динамическом режиме показала, что на конечных потребителях наблюдается недостаточный для нормального теплоснабжения располагаемый напор - 2-3 м.в.с., что в условиях постоянного колебания располагаемого напора, вызывает неустойчивость теплоснабжения и, как следствие, необходимость эксплуатации повысительной насосной по ул. Урицкого. Результаты расчёта напоров в обратном трубопроводе приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Расчётные напоры в обратном трубопроводе

Наименование узла	Напор в обратном трубопроводе, м
40 лет Победы 16'	80,369
Урицкого 17а'	65,525
Урицкого 19'	67,903
Урицкого 19а'	65,509
Урицкого 17-1'	61,303
Урицкого 17-2'	61,788
Д/с №15'	64,243
Урицкого 23'	64,436
Урицкого 25-1'	64,045
Урицкого 25-2'	64,045
Урицкого 27-1'	69,034
Урицкого 27-2'	69,034
Урицкого 29а'	65,246
Школа №36'	86,721
Урицкого 29'	75,271
Урицкого 31'	80,239
Урицкого 33'	85,053
Урицкого 11а'	68,471
Урицкого 11'	67,055
Д/с №72'	68,071
Урицкого 11б'	62,490
Урицкого 33 Г	85,039
Урицкого 31Г	80,219
Урицкого 29Г	75,233
Школа №36Г	86,702
Урицкого 29аГ	65,245
Урицкого 25-2Г	65,245
Урицкого 27-1Г	69,034
Урицкого 27-2Г	69,034
Урицкого 25-1Г	64,038
Урицкого 23Г	64,413
Д/с №15Г'	64,041
Урицкого 17-2Г	61,750
Урицкого 17-1Г	61,253
Урицкого 19аГ'	65,439
Урицкого 17аГ	65,409
Урицкого 19Г	65,409
40 лет Победы 16Г	80,181
Урицкого 11Г	66,982
Урицкого 11аГ'	68,434
Д/с №72Г'	68,066
Урицкого 116Г	62,465

Полные результаты данного расчёта приведены в ПРИЛОЖЕНИИ А.

У конечного потребителя по адресу Урицкого, 33, даже при работе повысительной насосной (ЦТП-2), располагаемый напор увеличивается незначительно, что коренным образом не улучшает работу этого потребителя. Кроме того работа повысительной насосной приводит к снижению располагаемого напора ряда потребителей, расположенных до ЦТП-2. Наиболее неблагоприятным является магистральный участок 152-153. Потери напора на этом участке составляют 10,5 м.в.с., Потери напора на участке 153-154 составляют 3 м.в.с. Таким образом, на участке 152-153-154 теряется 50% располагаемого напора на весь микрорайон.

Недостаток располагаемого напора вызывает недостаток теплоносителя у потребителей. В то же время, фактический расход теплоносителя на выводах ЦТП превышает необходимый, соответствующий подключенной тепловой нагрузке, на 40% (590 м³/ч - фактический расход, 435 т/ч - расход, соответствующий подключенной нагрузке).

Таким образом, система теплоснабжения микрорайона имеет следующие недостатки:

1. Характеристики повысительного насоса ЦТП не соответствуют требуемому гидравлическому режиму микрорайона;
2. В системе наблюдается общая разрегулировка;
3. Диаметр ряда участков трубопроводов не соответствует требуемой пропускной способности.

4.5.2 Расчет 2. Модель оптимизированного режима работы системы теплоснабжения в отопительный период

Проведем «регулирующие работы» на модели системы теплоснабжения.

После «виртуальной» установки дроссельных шайб у потребителей и перераспределения потоков теплоносителя, теплоснабжение вышеуказанных потребителей достигло нормального (расчетного) уровня. «Установка дроссельных шайб» проводилась без изменения других характеристик и параметров тепловой сети и оборудования, за исключением вывода из эксплуатации насоса в ЦТП-2. Результаты данного расчёта приведены в ПРИЛОЖЕНИИ Б.

Расход теплоносителя в сети снизился до 435 м³/ч, располагаемый напор, развиваемый насосом, увеличился до 38 м.в.с. Рабочая точка насоса попала в рабочий диапазон, рекомендованный заводом-изготовителем, хотя по прежнему давление на входе превышает допустимое (3 кг/см²)

Располагаемые напоры у всех потребителей превышают 15 м.в.с, за исключением следующих:

- 1.ул. Урицкого, 25-2;
- 2.ул. Урицкого, 29а;
- 3.ул. Урицкого, 27-1;
- 4.ул. Урицкого, 27-2;

5.ул. Урицкого, 29;
6.ул. Урицкого, 31;
7.ул. Урицкого, 33;
8.Школа №36.

У конечного потребителя по адресу Урицкого,33, при отключенной повысительной насосной (ЦТП-2), располагаемый напор снизился до 3,5 м.в.с. (10 м.в.с. при включенной насосной), что не улучшает работу этого потребителя. Параметры работы повысительного насоса в ЦТП соответствует установившемуся расчетному гидравлическому режиму (располагаемый напор на микрорайон 53 м.в.с).

4.5.3 Расчет 3. Модель оптимизированного режима работы системы теплоснабжения с модернизацией участка тепловой сети

Проведем замену критичных по пропускной способности участков 152-153-154 с $D_y=150$ мм на $D_y=200$ мм. Также, проведем оптимизацию режима - рассчитаем и установим дроссельные устройства. Насос в ЦТП-2 не работает.

Результаты данного расчёта приведены в ПРИЛОЖЕНИИ В. Располагаемый напор на конечном потребителе по адресу Урицкого, 33 увеличился до 23 м.в.с., что является приемлемым результатом.

Наблюдается нормальное теплоснабжение у всех без исключения потребителей.

4.5.4 Расчёт 4. Модель фактического летнего режима работы системы теплоснабжения

Результаты расчета работы системы теплоснабжения в летний период. Результаты данного расчёта приведены в ПРИЛОЖЕНИИ Г.

Тепло используется только в системе ГВС. Насос в ЦТП не работает. Установлены дроссельные устройства с диаметрами отверстий, рассчитанных для зимнего режима (т.е. дроссельные устройства не меняются). Температура теплоносителя постоянна и поддерживается на уровне 60 °С. Расход теплоносителя на микрорайон не превышает 60 м³/ч. Потери напора не превышают 2 м.в.с.

4.5.5 Расчёт 5. Модель оптимизированного режима работы системы теплоснабжения с модернизацией ЦТП

Учитывая, что повысительный насос на ЦТП работает в критическом режиме - давление на входе 8 кг/см² и расход теплоносителя в подающей линии на 10 - 15 % больше, чем обратной, установим на модели 5 насос ЦТП в обратную линию, и проведем перерасчет. Насос в ЦТП-2 отключен. Остальные характеристики тепловой сети и параметры теплоносителя не изменяются. Результаты данного расчёта приведены в ПРИЛОЖЕНИИ Д.

									лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.04.01.2018.245.05 ПЗ				37

Рассмотрим результаты расчета.

Параметры теплоносителя на входе в ЦТП:

- давление в подающей линии - $8,0 \text{ кг/см}^2$;
- давление в обратной линии - $6,5 \text{ кг/см}^2$.

Параметры теплоносителя на выходе из ЦТП:

- давление в подающей линии - $8,0 \text{ кг/см}^2$;
- давление в обратной линии - $1,5 \text{ кг/см}^2$.

Расход теплоносителя в подающей линии - $435 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Расход теплоносителя в обратной линии - $380 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Таким образом, при установке насоса Д 320-50 в обратной линии, параметры теплоносителя полностью соответствуют рабочим параметрам, рекомендованным заводом - изготовителем:

- давление на входе не превышает $3,0 \text{ кг/см}^2$ ($1,5 \text{ кг/см}^2$);
- расход теплоносителя $380 \text{ м}^3/\text{ч}$.

На рисунке 4.4 показана схема установки центробежного насоса на обратную линию в ЦТП.

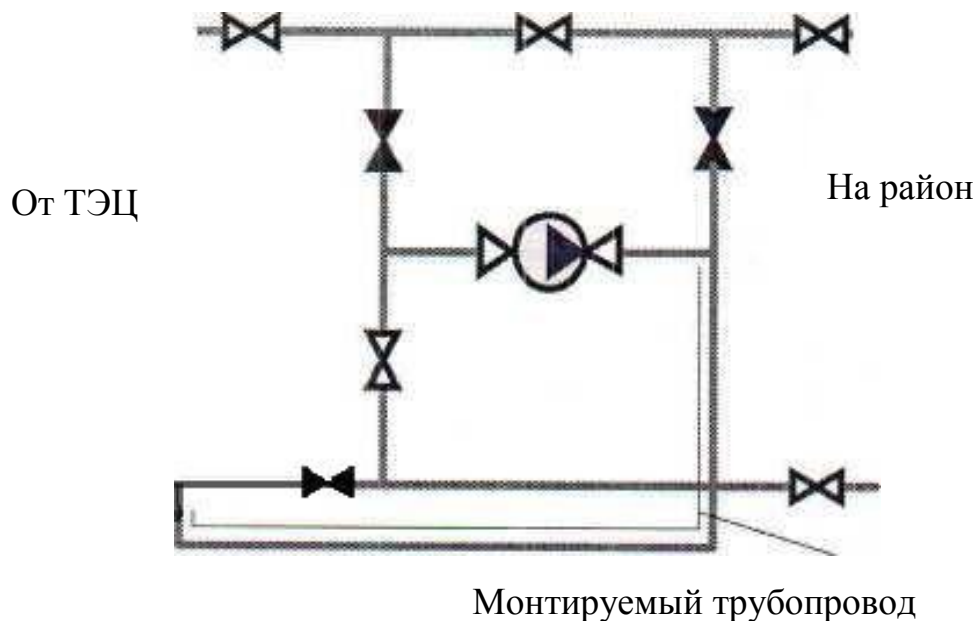


Рисунок 4.4 - Схема ЦТП с установкой насоса на обратную линию

На характерном потребителе (Урицкого, 33) располагаемый напор $14,4 \text{ м.в.с.}$, что является приемлемым результатом.

На остальных потребителях так же наблюдаются параметры теплоносителя, достаточные для обеспечения нормального теплоснабжения. Располагаемые напоры всех без исключения потребителей не ниже $14,4 \text{ м.в.с.}$. На ряде потребителей наблюдается давление в обратной линии ниже давления статической линии. На рисунке 4.5 показан пьезометрический график в пределах ЦТП.

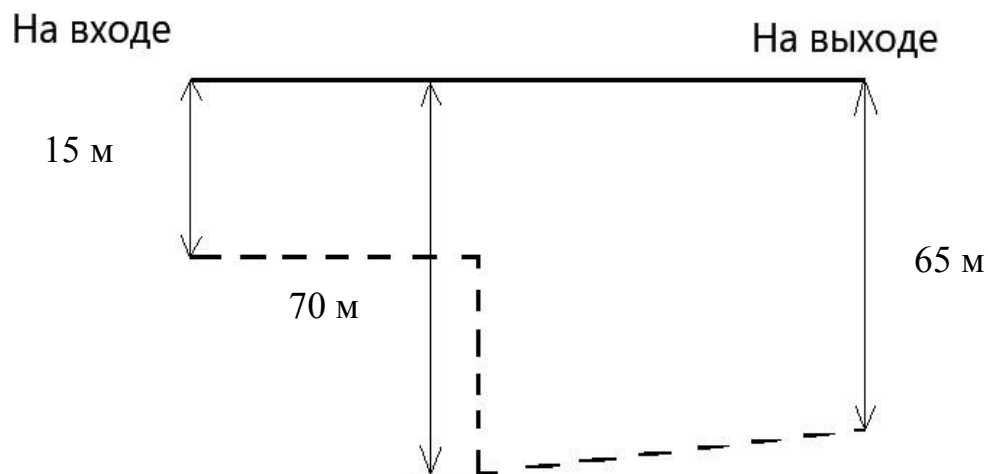


Рисунок 4.5- Пьезометрический график в пределах ЦТП.

На ряде потребителей наблюдается давление в обратной линии ниже давления статической линии. Для повышения давления в обратной линии на ряде узловых точек необходимо установить дроссельные устройства. Для установки режимных дроссельных устройств был выбран узел 144. Расчётные диаметры режимных дроссельных устройств по направлениям (укрупненным потребителям) приведена в таблице 4.4.

Таблица 4.4 - Расчётные диаметры режимных дроссельных устройств по направлениям

Направление	Диаметр шайбы на подающей линии, мм	Диаметр шайбы на обратной линии, мм
Узел 136-1	-	40
Направление 2 (Ø150) на ул. Урицкого, 7 – ул. Урицкого, 11	36,5	34,3
Направление 3 (Ø250) на ул. Урицкого, 36 – ул. Дворцовая	70,7	49,2
Направление 4 (Ø200) на ул. Урицкого, 17 – ул. Урицкого, 33	-	71,0

Режим работы тепловой сети по варианту 5 является более экономичным и менее трудоёмким для реализации.

Таким образом, рекомендуемая работа тепловой сети по варианту 5.

5 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ: ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЁТ ТЕПЛОВОЙ СЕТИ ПРИ АВТОМАТИЧЕСКОМ РЕГУЛИРОВАНИИ

6 ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

6.1 Энергосбережение в России

Возможно, что одной из заметных особенностей современной жизни в России является создание определенной структуры и системы по целесообразному обеспечению и потреблению энергии, которую еще также называют проблемой энергосбережения.

Как правило, под энергосбережением понимают исполнение правовых, технических, научно-производственных и экономических мер, которые направлены на действенное использование топливно-энергетических ресурсов и вовлечение в хозяйственный оборот возобновляемых источников энергии.

Меры в свою очередь, могут носить как пассивный (например, теплоизоляция), так и активный (утилизация сбросной теплоты) или же организационный (замена одного вида энергоносителя другим более эффективным) характер [38].

23 ноября 2009 года был принят Федеральный закон №261 об энергосбережении, главной программой которого является создание экономических, правовых и организационных основ, стимулирования энергосбережения и рост энергетической эффективности [1].

Несомненно, большой вклад в применение энергосберегающих технологий привносят проектировщики на этапе проектирования энергетических систем. Рассмотрим более детально на методах, которые применяются при проектировании тепловых сетей.

6.2 Энергосбережение в тепловых сетях

Для отслеживания потребления энергоресурсов применяют теплосчетчики, появившееся относительно недавно. Так, для получения общей картины потребления, казалось бы, достаточно своевременно снять показания счетчиков и обработать данные, которые получили.

Но все-таки здесь и заключена важная проблема, и состоит она, как правило, в человеческом факторе. Почти невозможно обеспечить частый, одновременный и достоверный съем показаний с множества точек учета, и затем точно ввести данные для обработки. Решением этой проблемы является автоматизация.

Для организации, которая постоянно получает результаты мониторинга систем теплоснабжения, сейчас используют разнообразные автоматизированные системы управления технологическим процессом (АСУТП). При верном построении, такие системы позволяют решить не одну, а несколько задач:

- Контроль превышений установленных норм и сигнализация о превышении;
- Текущие расчеты суммарного потребления энергоресурсов по отдельным потребителям и системе в целом, расчеты балансов получаемой и отпускаемой энергии;
- Автоматический сбор нынешних значений генерации и потребления энергоресурсов и регистрация с привязкой ко времени;

Подбор и визуализация сравнительных данных для анализа изменения ситуации после проведения мероприятий по энергосбережению. Также немало важной составляющей является контроль.

Верхом любой автоматизированной системы является автоматический и постоянный сбор данных. Если рабочего к каждому счетчику поставить невыполнимо, то автоматика может обеспечивать считывание показаний множества счетчиков каждые 3-5 минут. На основе данных свидетельств могут быть сделаны расчёты производных параметров, таких как, потребляемая мощность. Непрерывный контроль над мощностью, может обнаружить нарушения режима энергопотребления и своевременно принять меры к нарушителям, что позволит получить незамедлительную эффективность в виде усовершенствования качества электроснабжения по системе в целом. Данный же постоянный контроль также пособит обнаружить моменты тривиального воровства электроэнергии. Одно из средств контроля является составление балансов.

Не менее существенной задачей выказывается нахождение участка, на котором происходят потери. Для этого употребляют расчет баланса полученной и отпущенной энергии. Для более точного расчета баланса, исходные данные должны быть сняты с минимальной разбежкой по времени. Это может обеспечить лишь автоматизированная система.

Опыт показывает, что поначалу баланс, обычно, не сходится. Основанием этого могут быть как реальные потери, так и неисправность приборов учета. Автоматизированная система помогает обнаружить такие неисправные приборы на основе анализа других параметров, контролируемых системой. И хотя неисправный счетчик не разрешается отнести к потерям энергии, но уж точно он приводит к денежным потерям.

Анализ данных потребления энергии по отдельным потребителям позволяет обнаружить и другие ситуации, негативно сказывающиеся на общем балансе. Не стоит забывать и об анализе.

Следом решения локальных вопросов метрологии автоматизированная система делается мощным аналитическим инструментом. Каждый день и ежечасно накапливаемые данные позволяют восстановить общую картину потребления энергоресурсов в целом по системе и по отдельным потребителям, подвергнуть анализу суточные графики потребления, ход месячного потребления. Например, анализ суточных графиков разрешает раскрыть крупных промышленных потребителей, включающих в свое оборудование в начале рабочего дня (подчас с превышением лимитов мощности).

Иногда случается достаточно провести переговоры с руководством предприятий – потребителей, чтобы разбить пиковые нагрузки во времени, обеспечив тем самым, более оптимальную загрузку энергосистемы. Одним из важных моментов являются особенности теплоучета.

Так для систем теплоснабжения в это время характерно неистовое внедрение новых систем контроля. При этом важно не повторить стандартных ошибок, которые допускаются при выборе оборудования и построения систем автоматизации.

При выборе приборов учета и контроля (датчики давления, расходомеры, температуры и пр.) надлежит отдавать предпочтение устройствам, имеющим интерфейс для подключения к автоматизированной системе сбора данных, даже если в ближайшее время автоматизация не предполагается. Как правило, большинство нынешних приборов таким интерфейсом оснащены, но некоторые производители могут монтировать или не монтировать его по выбору заказчика, переводя в раздел дополнительных возможностей (часто называемы опциями). Экономия денежных средств при заказе прибора без интерфейса может в будущем повергнуть к значительным затратам на переоборудование системы. Что касается типа интерфейса, то можно сказать, что сейчас наиболее часто используемым является интерфейс RS-485. Он достаточно удобен и прост для соединения, впускает подключение нескольких десятков приборов к одному управляющему контроллеру. Подобаает уделить внимание логическому протоколу, используемому прибором для передачи данных. Хорошо, если это будет один из протоколов, широко используемых в промышленности, например, протокол Modbus. Во всяком случае, прибор обязан иметь открытый протокол, подробное описание которого имеется в интернете на сайте изготовителя, либо же в прилагаемом руководстве пользователя.

Система АСУТП должна обеспечивать потенциал расширения в будущем. Причем расширения как в плане увеличения подключаемых каналов связи и новых аппаратных средств, так и в плане информационном, т. е. увеличение числа контролируемых системой параметров. Как правило, к внедрению приступают с достаточно ограниченного круга объектов, контроль за которыми наиболее значителен для отслеживания поведения системы в целом. Кое-когда запускают ограниченный пилотный проект, когда заказчик хочет убедиться в работоспособности самой идеи. Крайне желательно, чтобы возможность расширения была запрограммирована в систему, а расширение могли выполнить работники местной эксплуатирующей службы, без привлечения разработчиков или с наименьшим привлечением.

Следующим моментом, на который следует обратить интерес при выборе АСУТП, служит вероятность масштабирования системы. После этапа локальной автоматизации возникает потребность информационного объединения локальных систем, например, потребовать свести сведения, собранные в нескольких котельных, в центральном диспетчерском пункте. Под масштабированием мы разумеем как возможность конкретной системы стать интегрирующим центром, собирающим информацию с подчиненных систем, так и возможность данной

системы транслировать собранную информацию в систему более высокого уровня.

Способность АСУТП (и разработчиков) к интеграции. Это момент, наиболее трудный к реализации. Как правило, объекты автоматизации имеют какое-то количество установленного локального автоматического оборудования. Для съема данных и удаленного управления таким оборудованием система должна обладать возможностью гибкого изменения и доработки программного обеспечения контроллеров нижнего звена (обычно силами разработчика). С другой стороны, зачастую при объединении систем появляются задачи информационного взаимодействия с системами других производителей, иногда физически и морально устаревшими. Это также вызывает изменения и доработки программного обеспечения, но уже верхнего звена системы. Возможность подобных доработок без разрушения общей структуры системы говорит о её гибкости [38].

6.3 Использование энергоэффективных проектных решений

Кроме правильного выбора средств автоматики в тепловых сетях немалую роль играют проектные решения самих теплосетей. Существенным аспектом является выбор способа прокладки.

Существуют подземные, надземные и наземные тепловые сети. Подземные в свою очередь, разделяются на канальные и бесканальные. Подземная прокладка наиболее энергоэффективна, так как тепловые потери в земле значительно снижаются, чем на открытом воздухе. Прокладка в лотках безопасна, проста и эффективна. Однако цена железобетонных лотков для тепловых сетей стоит крупных денег и в последние годы от нее отстраняются. Стали применять бесканальную прокладку. Изъяном такой прокладки являются большие требования действующих СНиПов к существующим грунтам при проектировании, и поэтому она не всегда применима, но стоимость капитальных затрат в строительство тепловых сетей снижается в несколько десятков раз. [37]

Следующим аспектом при проектировании тепловых сетей является выбор целесообразной длины трубопроводов, уменьшение лишних участков, урезание прокладки благодаря благоразумному размещению на генеральном плане. Конечно, помимо тепловых сетей на участке проектирования существует множество других коммуникаций, зданий и строений, автомобильных и железных дорог. Необходимо соблюдать нормативные расстояния до этих объектов и выбирать наиболее удачную прокладку.

Немалое значение имеет точный подбор диаметров трубопроводов согласно необходимой нагрузки. Рациональный выбор диаметров позволяет создать правильный гидравлический режим и уменьшить металлоёмкость, а, следовательно, и стоимость трубопроводов тепловых сетей.

Выбор типа изоляции позволяет понизить теплопотери в сетях. В последние годы стала широко использоваться ППУ (пенополиуретановая) изоляция.

										лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.04.01.2018.245.05 ПЗ					43

Проблема сокращения тепловых потерь при транспортировке теплоты будет стоять перед эксплуатирующими организациями до тех пор, пока существует централизованное теплоснабжение и, соответственно, применяются теплотрассы большой протяженности. Применяемые ранее для наружных теплосетей теплоизоляционные материалы через несколько лет эксплуатации приводили к потерям в пределах 10-20 % и выше от общего количества переданной теплоты, при том, что современные материалы позволяют ограничить потери в пределах 2,5 %, что в разы отличается от существующих значений.

В первую очередь это материалы из пенополиуретана (ППУ). Если в России по образцу европейских стран будет произведена массовая замена тепловых сетей с применением ППУ, обеспечив при этом гигантскую экономию энергоресурсов, то в дальнейшем сокращение тепловых потерь будет составлять доли процентов [42].

В России из-за характерных условий энергосберегающие организации не поставлены пока в условия жесткой борьбы за сокращение потерь в тепловых сетях, но о том, что такое время наступит в недалеком будущем, можно говорить уверенно.

Поэтому при всей сложности с финансированием необходимо прикладывать максимум усилий для применения современных материалов и любой призыв возвращаться к минеральной вате в том виде, как это существовало, можно рассматривать, как призыв опять носить решетом воду.

Если остановиться подробнее на применении ППУ в тепловых сетях, то основной интерес вызывает так называемая конструкция «труба в трубе» с применением наружной оболочки из полиэтилена или оцинкованной стали.

При этом стальная труба снабжается системой сигнализации, состоящей из медных проводников, закладываемых под оболочку на всю длину трубопровода.

В России за более чем десятилетний период внедрения трубопроводов с ППУ изоляцией накоплен определенный опыт. Расширился ассортимент применяемых компонентов ППУ. Проведены необходимые разработки и допущены к использованию ППУ, допускающие температуру теплоносителя в трубе до 150-160 °С, при непрерывной работе свыше 30 лет.

Изменились возможности по качественной заделке стыков. Вместо термоусаживаемой ленты предлагается широкий выбор специальных муфт, в том числе из сшитого полиэтилена, которые обеспечивают надежную герметизацию стыковых соединений.

Повысилась техническая оснащенность заводов. Дробеметная очистка трубы, коронная обработка электрическим разрядом полиэтиленовой оболочки, компьютерные технологии при изготовлении фитингов и т.д. – стали обязательными условиями в комплектации производства для ответственных изготовителей.

Надежная работа теплосети в значительной степени зависит от ее защищенности от электрохимического коррозии. В городах с наличием кабелей, активной защиты газопроводов и в целом большой насыщенностью подземными коммуникациями эта проблема выходит на одно из первых мест. При применении

труб ППУ возможность отказов по причине электрохимической коррозии сводится к минимуму.

Известно, что система централизованного теплоснабжения в западных странах отличается от аналогичных систем в России. Если за рубежом применяется в основном количественное регулирование отпуска тепла, то в нашей стране качественное или качественно-количественное.

При этом отличаются и максимальные температуры теплоносителя. Именно эти различия не позволяют, простое копирование зарубежных технических решений при проектировании и эксплуатации тепловых сетей. Кроме этого в стране сложилась система подготовки теплового хозяйства к работе в зимних условиях, изложенная в многочисленных инструкциях, важнейшей составной частью которых является гидравлическое испытание, позволяющее определить прочностные возможности всех элементов теплосети.

Внедрение трубопроводов с ППУ изоляцией при условии надлежащего качества изготовления и монтажных работ оправдало себя полностью.

										лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.04.01.2018.245.05 ПЗ					45

7 ВОПРОСЫ ЭКОЛОГИИ

Тепловое загрязнение окружающей среды представляет тяжелую экологическую проблему. Инженерные сооружения не существуют сами по себе, а как элементы природно-техногенной системы города, проявляя прямое воздействие на экологическую, геологическую среду и косвенное – на рельеф. Из практики ученых экологов контролирующих процессы градостроительства, известно, что вокруг сооружений, имеющих производства, объединенные с тепловыми процессами, образуются мощные тепловые поля. Это относится, прежде всего, к тепловым сетям и другим сооружениям ТЭЦ и предприятий, технологические циклы которых могут вызвать перегрев грунта до 50 °С, а иногда и до 80 — 100 °С. Нарушение температурного режима может наблюдаться до глубин 100 — 300 м. По оценкам ученых-экологов в пределах отдельных участков температура пород и подземных вод может превышать фоновую на 10 — 15 °С. Наибольшие температуры наблюдаются в зонах функционирования систем охлаждения с водообменом, на участках проложения теплотрасс и газопроводов и т. п. Над теплотрассами и газопроводами наблюдается весьма интенсивное прогревание почвы, особенно нижних ее горизонтов. На глубине 0,5 м в летнее время температура почвы может повышаться до 40 °С и более.

Подобное воздействие на окружающую среду красочный пример экологической проблемы городов. Экологи отмечают, что в городе образуются широкие тепловые аномалии, охватывающие не только его территорию, но и прилегающие участки. Выделяются локальные аномалии более высокой температуры от конкретных источников.

Продолжительное воздействие на экологию района источников тепла нарушает температурный режим литосферного пространства на глубину 30-40 м (иногда больше), увеличивая (или уменьшая при искусственном промораживании грунтов) температуру горных пород и подземных вод, что в свою очередь изменяет физико-химические, физико-механические свойства пород. Прежде всего, происходит иссушение грунтов, нарушение структурных связей в них, смягчение прочностных свойств. Подобные экологические изменения приводят к более быстрому разрушению агрегатов и сооружений, рассчитанных на работу в условиях нормальной температуры вмещающей геологической среды, утечкам из водонесущих коммуникаций (водопровода, теплоцентрали, канализации), а часто и к обрушению и проседанию поверхности над этими коммуникациями, что в конечном итоге создает очередную экологическую проблему в городе.

Прокладка сетей теплоснабжения в непроходном канале имеет ряд преимуществ, в том числе и с точки зрения, экологии. Конструкции железобетонных лотков, по сравнению с бесканальной прокладкой, сохраняют слои почвы, находящейся в непосредственной близости от тепловых сетей от нежелательного нагревания.

Современная ППУ изоляция также способствует уменьшению теплового нагревания слоев почвы.

Немалое значение при эксплуатации тепловых сетей имеет правильное опорожнение тепловых сетей в случае аварийных ситуаций, а также в период опрессовки и ремонта.

В соответствие со СНиП «Тепловые сети» [20] в нижних точках трубопроводов водяных тепловых сетей необходимо предусматривать штуцеры с запорной арматурой для спуска воды (спускные устройства). Спускные устройства водяных тепловых сетей надлежит предусматривать, исходя из обеспечения продолжительности спуска воды и заполнения секционированного участка (одного трубопровода) для трубопроводов $D_y \leq 300$ мм – не более 2 часов.

Если спуск воды из трубопроводов в нижних точках не обеспечивается в указанные сроки, должны дополнительно предусматриваться промежуточные спускные устройства.

Спуск воды из трубопроводов в низших точках водяных тепловых сетей должен предусматриваться отдельно из каждой трубы с разрывом струи в сбросные колодцы с последующим отводом воды самотеком или передвижными насосами в систему дождевой канализации. Температура отводимой воды должна быть снижена до 40 °С.

Спуск воды непосредственно в камеры тепловых сетей или на поверхности земли не допускается.

Из прямиков камер и тоннелей в нижних точках должны предусматриваться самотечный отвод случайных вод в сбросные колодцы и устройство отключающих клапанов на входе самотечного трубопровода в колодец. Отвод воды из прямиков других камер (не в нижних точках) должен предусматриваться передвижными насосами или непосредственно самотеком в системы канализации с устройством на самотечном трубопроводе гидрозатвора, а в случае возможности обратного хода воды – дополнительно отключающих клапанов.

В процессе производства строительно-монтажных работ в трубопроводы тепловой сети встречается песок, обрезки дерева, окалина, куски стройматериалов, электроды и т.д., которые, как правило, остаются в смонтированных трубопроводах. До сдачи тепловых сетей в эксплуатацию эти засоры должны быть удалены. Водяные тепловые сети промывают водой (гидравлическая промывка) или водовоздушной смесью (гидропневматическая промывка). Необходимо правильно выполнять промывку трубопроводов, чтобы исключить попадания засоров в почву.

Наиболее эффективным является гидропневматический способ промывки – барботаж воды со сжатым воздухом для создания в системе активного движения среды. Чтобы исключить возможность загрязнения уже промытого участка, промывка ведётся в подобной последовательности:

Для промывки должны быть врезаны следующие штуцеры:

- для присоединения трубопровода холодной воды D_y , 50 мм;
- для присоединения трубопровода сжатого воздуха от компрессора D_y , 32 мм;
- для отвода дренируемой воды D_y , 50мм.

Для обеспечения возможности удаления из труб крупных загрязнений диаметр спускных патрубков следует принимать из следующих соотношений, приведенных в таблице 7.1:

Таблица 7.1 – Выбор диаметров спускных патрубков

Д труб, мм	До 70	80–125	150–175
Д патрубка, мм	25	40	50

Сброс промывочной воды при наличии дренажного устройства в камере осуществляется непосредственно в дренаж, а при отсутствии дренажа в ближайший ливнесток или в камеру, откуда откачивается насосами. При промывке тепловых сетей могут применяться передвижные компрессорные станции типа ВКС-1, АК-Б, ДК-9, ПКС-3,5а, ПКСД-5, remeza lb70 и тд...

Принимая приведенную скорость перемещения промывочной воды, равной 1 м/сек, ориентировочный расход воды при промывке для различных диаметров труб показан в таблице 7.2:

Таблица 7.2 – Расход воды при промывке тепловых сетей

Диаметр труб, мм	50	70	80	100	125	150	200
Расход воды, м3/ч	8	14	20	30	50	65	125

Напор водопроводной воды выбирается в пределах от 1,5-3,0 атм. При напоре более 3,5 атм создаются напряженные условия работы компрессора, при которых он не может обеспечить нормального режима промывки сети. При напоре в 1 атм сжатый воздух от компрессора может закрыть доступ воды в трубопровод и в конце участка будет наблюдаться выход одного воздуха. В этом случае следует чередовать работу компрессора с остановками его на 10-15 минут при непрерывной подаче воды. Давление воздуха в промываемом трубопроводе держать 3-3,5 атм. В случае отсутствия врезок для промывки внутренней системы отопления и, как следствие, не проведение промывки, - потребитель в отопительный сезон подключен не будет, как засоряющий теплораспределительные сети.

8 КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ И АВТОМАТИКА

Нынешние системы теплоснабжения обязаны работать на высоком качественном уровне. Данные требования могут обеспечивать только автоматизированные системы, которые оснащены приборами учета теплотребления.

Комплексная автоматизация включает в себя регулирование параметров теплоносителя в центральном тепловом пункте, а также автоматическое поддержание гидравлических режимов в трубопроводах.

Так как тепловые сети оснащены минимальной автоматикой, максимум приборами учета в тепловых камерах, раздел КИПиА будем рассматривать на примере автоматизации теплового пункта.

Управление гидравлическими режимами работы осуществляется, как правило, автоматическими балансировочными клапанами, устанавливаемыми на распределительных гребенках системы. Данные клапаны обеспечивают расчетное потокораспределение по стоякам системы отопления вне зависимости от колебаний давлений в распределительных трубопроводах, работу радиаторных терморегуляторов в оптимальном режиме и исключают возможность шумообразования.

Местное регулирование параметров теплоносителя в тепловом пункте позволяет поправлять температуру воды, подаваемую в систему отопления в зависимости от суточного и недельного режима эксплуатации здания, погодных условий, теплоаккумулирующей способности ограждающих конструкций. Системы местного регулирования обеспечивают дополнительную экономию тепловой энергии, минимизацию теплотребления, оптимальный теплогидравлический режим работы системы в целом и ее элементов индивидуального автоматического регулирования.

Центральный тепловой пункт выполняет прием теплоносителя, его преобразование, учет теплотребления, распределение между потребителями, автоматически обеспечивая при этом:

- согласование и стабилизацию гидравлических режимов тепловых сетей и в системах теплотребления;
- необходимые параметры теплоносителя в системах отопления и вентиляции для поддержания требуемых температурных условий в обслуживаемых помещениях;
- температуру воды в системе ГВС.

Все перечисленные задачи могут быть осуществлены за счет автоматизации теплового пункта. Результатом их выполнения будет не только обеспечение комфортных условий в помещениях и параметров горячей воды, но и реальная экономия энергопотребления на уровне 30-35% в год, и 60-70% в переходные периоды, когда температура наружного воздуха превышает 0 °С, а также сокращение выбросов в атмосферу продуктов сгорания сэкономленного топлива.

Необходимость автоматизации систем теплоснабжения:

- Поддержание комфортных тепловых параметров у потребителя;

- Экономия энергоресурсов на источнике теплоснабжения;
- Оптимальное распределение тепловой энергии по потребителям;
- Защита систем теплоснабжения от нештатных режимов работы.

8.1 Требования по автоматизации тепловых пунктов

Приборы контроля параметров теплоносителя и учета расхода теплоты подобаает предусматривать во всех тепловых пунктах.

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

Автоматизация тепловых пунктов закрытых и открытых систем теплоснабжения должна обеспечивать:

- регулирование подачи теплоты (теплового потока) в системы отопления в зависимости от изменения параметров наружного воздуха с целью поддержания заданной температуры воздуха в отапливаемых помещениях;
- поддержание заданной температуры воды, поступающей в систему горячего водоснабжения;
- минимальное заданное давление в обратном трубопроводе системы отопления при возможном его снижении;
- защиту систем потребления теплоты от повышения давления или температуры воды в трубопроводах этих систем при возможности превышения допустимых параметров;
- поддержание нужного перепада давлений воды в подающем и обратном трубопроводах систем отопления в закрытых системах теплоснабжения при отсутствии регуляторов расхода теплоты на отопление, а также установке корректирующих насосов, характеризующихся изменением напора в пределах более 20 % (в диапазоне рабочих расходов) на перемычке между обратным и подающим трубопроводами тепловой сети;
- поддержание заданного давления воды в системе горячего водоснабжения;
- блокировку включения резервного насоса при отключении рабочего;
- включение и выключение корректирующих насосов;
- защиту системы отопления от опорожнения.

Для учета расхода тепловых потоков и расхода воды потребителями должны предусматриваться приборы учета тепловой энергии в соответствии с «Правилами учета отпуска тепловой энергии».

При независимом присоединении систем отопления к тепловым сетям следует предусматривать горячеводный водомер на трубопроводе для подпитки систем.

Расходомеры и водомеры должны рассчитываться на максимальный часовой расход теплоносителя.

Длину прямых участков трубопровода до и после измерительных устройств расходомеров стоит определять в соответствии с инструкциями на приборы. В тепловых пунктах с расходом теплоты до 2,3 МВт должны предусматриваться:

а) манометры показывающие:

- после запорной арматуры на вводе в тепловой пункт трубопроводов водяных тепловых сетей, паропроводов и конденсатопроводов;
- до и после регуляторов давления на трубопроводах водяных тепловых сетей и паропроводов;
- после узла смешения;
- на паропроводах до и после редукционных клапанов;
- на подающих трубопроводах после запорной арматуры на каждом ответвлении к системам потребления теплоты и на обратных трубопроводах до запорной арматуры — из систем потребления теплоты.

б) штуцеры для манометров:

- до и после грязевиков, фильтров и водомеров;
- до запорной арматуры на вводе в тепловой пункт трубопроводов водяных тепловых сетей, паропроводов и конденсатопроводов.

в) термометры показывающие:

- на трубопроводах водяных тепловых сетей после узла смешения;
- после запорной арматуры на вводе в тепловой пункт трубопроводов водяных тепловых сетей, паропроводов и конденсатопроводов;
- на обратных трубопроводах из систем потребления теплоты по ходу воды перед задвижками.

Показывающие манометры и термометры должны предусматриваться на входе и выходе трубопроводов систем горячего водоснабжения и отопления.

Показывающие манометры должны предусматриваться перед всасывающими и после нагнетательных патрубков насосов.

При установке самопишущих термометров и манометров следует предусмотреть кроме них на тех же трубопроводах штуцеры для показывающих манометров и гильзы для термометров.

В случаях, когда приборы учета расхода теплоты комплектуются самопишущими или показывающими расходомерами, термометрами и манометрами предусматривать дублирующие контрольно-измерительные приборы не следует.

На местном щите управления следует предусматривать световую сигнализацию о включении резервных насосов и достижении следующих предельных параметров:

- температуры воды, поступающей в систему горячего водоснабжения (минимальная — максимальная).

При применении регуляторов расхода теплоты на отопление следует предусматривать сигнализацию о превышении заданной величины отклонения регулируемого параметра.

Электронные регуляторы температуры – специализированные регуляторы, предназначенные для поддержания температуры теплоносителя в системах отопления и вентиляции пропорционально текущей температуре наружного воздуха или заданной температуре горячей воды в системе ГВС.

Оснащение тепловых пунктов этими регуляторами местного управления на определенном этапе развития систем централизованного теплоснабжения позволяет быстро, легко и дешево автоматизировать процессы теплопотребления и при этом уже сегодня снабдить осязаемый экономический эффект.

ECL Comfort – двухканальный регулятор температуры с возможностью управления насосными группами. Он дает разрешение вести управление двумя парами насосов в системе отопления и в системе ГВС, обеспечивая:

- автоматическое переключение насоса с работающего на резервный периодически в заданное время суток;
- автоматические, с заданным временным интервалом, попытки включения одного из насосов при аварии типа "сухой ход" до получения требуемого напора;
- автоматическое аварийное (при падении напоров одного из насоса) переключение вышедшего из строя насоса на резервный;
- автоматическое возобновление работы системы после устранения причин аварии;
- включение аварийного сигнала через контакты регулятора при отказе насоса с отображением на дисплее места аварии и ее характера;
- ручной сброс аварии;
- учет необходимых задержек включения оборудования.

Также нужны температурные датчики. Для функционирования системы регулирования температуры теплоносителя и горячей воды к электронным регуляторам налегают быть подключены температурные датчики в виде платиновых термометров сопротивления градуировки $R_{t} = 1000 \text{ Ом}/^{\circ}\text{C}$.

Тип и количество датчиков выбираются в зависимости от конкретной технологической схемы автоматического регулирования, а также от диаметра трубопроводов, на которых устанавливаются датчики.

Регулирующие клапаны с электроприводами используются в качестве исполнительных механизмов в системе регулирования температуры. Управляющими устройствами для клапанов могут быть специализированные электронные регуляторы температуры, для управления регулирующими клапанами используются редукторные электроприводы.

8.3 Построение схемы автоматики

Функциональная схема автоматики предназначена для отображения в виде основных технических решений по оснащению объектов управления приборами и средствами автоматизации. В процессе разработки данной схемы формируется структура созданной системы и функциональные связи между объектом управления и аппаратом, который обеспечивает автоматизацию этого процесса. Функциональная схема представляет собой чертеж, на котором в упрощенном виде изображается технологическая схема автоматизированных установок и средства автоматизации.

При построении схемы автоматики будем руководствоваться развернутым методом. В данном методе каждый прибор или блок, входящий в единый измерительный, регулирующий или управляющий комплект средств автоматизации, на схеме показывается отдельным условным обозначением.

Обозначение приборов на схеме согласно ГОСТ 21.404-85. «Автоматизация технологических процессов». Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах.

8.4 Описание схемы автоматике теплового пункта

В проекте выполнена автоматизация работы теплового пункта. Источником теплоснабжения являются тепловые сети. Проектом предусмотрена независимая схема присоединения системы отопления к наружным тепловым сетям. Горячее водоснабжение предусмотрено от пластинчатых теплообменников, подключенных по двухступенчатой смешанной схеме.

Для регулирования температуры воды в системе отопления по температурному графику в зависимости от температуры наружного воздуха и автоматического поддержания температуры воды в системе ГВС встроенных помещений предусмотрена установка электронного контроллера ECL 310 с ключом программирования A368 ("Danfoss", Дания).

Регулирующим органом в системе отопления служит клапан VB2 с исполнительным механизмом - электроприводом AMV10 ("Danfoss", Дания). Регулирующим органом в системе ГВС служит клапан VB2 с исполнительным механизмом - электроприводом AMV30 ("Danfoss", Дания).

На обратном трубопроводе внутреннего контура ЦТП установлен сдвоенный циркуляционный насос TOP-SD 50/10 («Wilо», Германия). На циркуляционном трубопроводе ГВС встроенных помещений установлен насос Star-Z 20/4 («Wilо», Германия).

Для дополнительной защиты насосов от сухого хода предусмотрена установка реле давления KPI-35 производства фирмы "Danfoss", Дания.

В соответствии с требованиями «Правил учета тепловой энергии и теплоносителя» от 1995г. В проекте выполнен коммерческий учет тепловой энергии на базе теплосчетчиков «ВКТ-7» (ЗАО «НПФ ТЕПЛОКОМ», г. Санкт-Петербург). В качестве первичных преобразователей расхода в ЦТП встроенных помещений служат расходомеры: ПРЭМ (ЗАО «НПФ ТЕПЛОКОМ», г. Санкт-Петербург) – общий на вводе; ETWi («Zenner», Германия) – на подпиточном трубопроводе.

Для различных систем отопления встроенных помещений предусмотрены узлы коммерческого учета тепловой энергии на базе компактных теплосчетчиков ELF (ЗАО «Тепловодомер», г. Мытищи).

Для гидравлической балансировки систем отопления встроенных помещений и в системах теплоснабжения приточных установок в ЦТП предусмотрена

установка на распределительной гребенке автоматических балансирующих клапанов ASV-PV и ASV-M ("Danfoss", Дания).

					<i>13.04.01.2018.245.05 ПЗ</i>	<i>лист</i>
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		<i>54</i>

9 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

9.1 Безопасность производственных процессов и оборудования

Любые работы в тепловом пункте должны производиться подготовленным персоналом, имеющим требуемую квалификацию, знания и допуски в соответствии с «Правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок», «Правилами техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей», «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей» и «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителем» [40].

Весь персонал должен быть обеспечен по действующим нормам спецодеждой, спецобувью и индивидуальными средствами защиты в соответствии с характером выполняемых работ и обязан пользоваться ими во время работы.

Поверхность трубопроводов и оборудования центрального теплового пункта могут иметь высокую температуру. Во избежание ожогов трубопроводы и оборудование в обслуживаемых зонах должны быть покрыты тепловой изоляцией.

При необходимости нахождения людей вблизи горячих частей трубопроводов и оборудования должны быть приняты меры по их защите от ожогов и действия высокой температуры (ограждение действующего оборудования, вентиляция, спецодежда и т.п.).

Запрещается производить сервисные и ремонтные работы на оборудовании теплового пункта, находящегося под давлением и имеющего высокую температуру, до его полного отключения, остывания и опорожнения, за исключением случаев, когда демонтаж узлов оборудования не приведет к утечке теплоносителей (датчики температуры при наличии защитных гильз, электроприводы регулирующих клапанов и т.п.).

Постоянный и аварийный сброс теплоносителей в системы дождевой или бытовой канализации допускается после охлаждения его до температуры 40 °С.

Места слива воды из дренажных трубопроводов должны быть вынесены на безопасное для персонала расстояние.

Отбор теплоносителя от патрубка, на котором установлен предохранительный клапан, не допускается. Установка запорной арматуры непосредственно у предохранительного клапана не допускается.

Предохранительные клапаны должны иметь отводящие трубопроводы, предохраняющие обслуживающий персонал от ожогов при срабатывании клапанов. Установка запорных органов на них не допускается.

При пуске, остановке, гидравлическом испытании оборудования и трубопроводов под давлением вблизи них разрешается находиться только персоналу, непосредственно выполняющему эти работы. При повышении давления при гидравлическом испытании оборудования до пробного запрещается

нахождение на нем людей. Осматривать сварные швы испытываемых трубопроводов и оборудования разрешается только после снижения пробного давления до рабочего.

Открывать и закрывать задвижки и вентили с применением рычагов, удлиняющих плечо рукоятки или маховика, не предусмотренных инструкцией по эксплуатации арматуры, запрещается.

Запрещается использовать запорную арматуру в качестве регулирующих или дросселирующих устройств.

Запрещается эксплуатировать неисправное или дефектное оборудование теплового пункта, а также оборудование с неисправными или отключенными устройствами аварийного отключения, блокировок, защит и сигнализации.

Запрещается эксплуатировать трубопроводы и оборудование индивидуального теплового пункта при параметрах превышающих прочностные характеристики по условиям заводов-изготовителей.

При опробовании и прогреве трубопроводов подтяжку болтов фланцевых соединений следует производить при избыточном давлении не выше 0,5 МПа (5 кгс/см²).

Для устранения течи через резьбу соединительные штуцеры контрольно-измерительной аппаратуры следует подтягивать только гаечными ключами, размер которых должен соответствовать граням подтягиваемых элементов. При этом давление среды в импульсных линиях не должно превышать 0,3 МПа (3 кгс/см²).

Применение для этих целей других ключей, а также удлиняющих рычагов запрещается.

Перед подтягиванием следует проверить состояние видимой части резьбы, особенно на штуцерах воздушников.

При подтягивании резьбового соединения рабочий должен располагаться с противоположной стороны от возможного выброса струи воды, конденсата или пара при срыве резьбы.

Прогрев и пуск паропроводов должны производиться в соответствии с местной инструкцией или по специальной программе.

При прогреве паропровода сначала следует открывать дренажи, потом медленно и осторожно паровые вентили. В случае возникновения гидравлических ударов прогрев необходимо прекратить до их исчезновения и принять меры к устранению причин, вызвавших эти удары.

При засорении дренажного штуцера в процессе прогрева паропровода или подъеме давления в нем штуцер должен быть продут быстрым закрытием и открытием вентиля.

Если устранить засорение продувкой невозможно, следует полностью отключить паропровод и прочистить дренажный штуцер.

Рабочий, ведущий продувку дренажного штуцера, должен находиться на стороне, противоположной выходу дренируемого конденсата или пара, и выполнять эту работу в рукавицах. Продувку паропроводов следует осуществлять по специальным программам, утвержденным руководством

монтажной, ремонтной или пусконаладочной организации (участка) и согласованным с руководством предприятия (цеха).

Временный трубопровод в местах обслуживания должен быть покрыт изоляцией. Опора для концевой части трубы, выходящей за пределы здания, должна быть надежно закреплена.

Территория в месте выхода выхлопной трубы временного продувочного паропровода должна быть ограждена, по ее границам выставлены наблюдающие. Место выхлопа должно быть выбрано с таким расчетом, чтобы в опасной зоне не было персонала, механизмов и оборудования.

Леса и подмости около продуваемого паропровода должны быть разобраны.

При появлении признаков гидравлических ударов должна быть немедленно прекращена подача пара в паропровод и полностью открыты все дренажи.

Персонал, участвующий в продувке, должен быть обеспечен противошумными наушниками или вкладышами

Заменять уплотнения оборудования разрешается после полного их опорожнения.

На всех фланцевых соединениях болты следует затягивать постепенно, поочередно с диаметрально противоположных сторон.

Работы по пуску, остановке и обслуживанию теплового пункта должны производиться персоналом потребителей тепловой энергии с разрешения диспетчера и под контролем персонала теплоснабжающей организации.

Запрещается ремонтировать оборудование без выполнения технических мероприятий, препятствующих его ошибочному включению в работу (пуск двигателя, подача воды, конденсата, пара и т.п.), самопроизвольному перемещению или движению.

При ремонтных работах, связанных с монтажом или демонтажем оборудования и трубопроводов, а также заменой элементов оборудования, должна соблюдаться предусмотренная проектом производства работ или технологической картой последовательность операций, обеспечивающая устойчивость оставшихся или вновь устанавливаемых узлов и элементов оборудования и предотвращение падения его демонтируемых частей.

За устойчивостью оставшихся элементов оборудования и трубопроводов необходимо вести непрерывное наблюдение.

Все металлические нетоковедущие части теплового пункта должны быть заземлены.

Подключение и ремонт электрооборудования должны производиться только при отключении его от электропитания.

Запрещается наступать на оборванные, свешивающиеся или лежащие на земле и полу провода, а также на обрывки проволоки, веревки, тросы, соприкасающиеся с этими проводами, или прикасаться к ним.

Запрещается останавливать ручную вращающиеся и движущиеся механизмы. Запрещается производить «сухой» пуск насосов.

Запрещается применение легковоспламеняющихся жидкостей для стрики спецодежды, мытья рук и пола в насосных помещениях.

										лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.04.01.2018.245.05 ПЗ					57

9.2 Требования охраны труда при организации проведения работ (производственных процессов)

К выполнению работ по эксплуатации тепловых энергоустановок допускаются работники в возрасте не моложе 18 лет, прошедшие обязательный предварительный медицинский осмотр в установленном порядке «Правил по охране труда при эксплуатации тепловых энергоустановок» [40], инструктаж по охране труда, обучение безопасным методам и приемам выполнения работ и стажировку на рабочем месте.

К самостоятельному выполнению работ по эксплуатации тепловых энергоустановок работники допускаются после проверки знаний в установленном порядке. Периодическая проверка знаний проводится не реже одного раза в 12 месяцев.

Работники, занятые техническим обслуживанием и ремонтом тепловых энергоустановок, должны обеспечиваться необходимым комплектом исправного инструмента и приспособлений в соответствии с требованиями технической документации организации-изготовителя.

Работы по техническому обслуживанию и ремонту тепловых энергоустановок с применением инструмента и приспособлений должны осуществляться в соответствии с Правилами, а также требованиями нормативных правовых актов, содержащих государственные нормативные требования охраны труда при работе с инструментом и приспособлениями, утверждаемых Минтрудом России [9].

9.3 Электробезопасность

Подключение и ремонт электрооборудования должны производиться только при отключении его от электропитания.

Запрещается наступать на оборванные, свешивающиеся или лежащие на земле и полу провода, а также на обрывки проволоки, веревки, тросы, соприкасающиеся с этими проводами, или прикасаться к ним [6].

Циркуляционные насосы, электронные регуляторы, силовые электрические цепи двигателей циркуляционных насосов и редукторных электроприводов соединяющие их с внешней электрической сетью напряжением 220 В и частотой 50 Гц могут быть опасной угрозой для жизни человека, так как есть риск поражения электрическим током. Также изношенные силовые цепи и электропроводка могут привести к коротким замыканиям и быть причиной пожара.

Для обеспечения безопасности при работе с электротехническими устройствами теплового пункта необходимо заземлить все узлы блочного теплового пункта, подключенные к внешней электрической сети. Периодически проверять изоляцию проводников всех силовых цепей, соединяющие узлы управления насосов и исполнительных механизмов блочного теплового пункта. Для исключения случайного соприкосновения части тела с проводами,

необходимо аккуратно собрать всю электропроводку в единую шину и оградить их электроизоляционным материалом. Рекомендуется повесить стенды с содержанием правил работы с электротехническими устройствами и правила электробезопасности, в том числе с электронным регулятором и электроприводами.

Рекомендуется выдать слесарю по ремонту электрооборудования теплового пункта средства индивидуальной защиты (резиновые перчатки, резиновые сапоги со свойством электроизоляции) [7].

9.4 Пожаровзрывобезопасность

Лица допускаются к работе на объекте только после прохождения обучения мерам пожарной безопасности.

Обучение лиц мерам пожарной безопасности осуществляется путем проведения противопожарного инструктажа. Обучение мерам пожарной безопасности осуществляется в соответствии с нормативными документами по пожарной безопасности [6].

Причинами пожара и возгораний в помещении теплового пункта являются:

- неправильное устройство и неисправность или нарушение режима работы аппаратуры узла учета, электронного регулятора теплотребления;
- неисправность и перегрузка технологического оборудования блочного теплового пункта (двигатели циркуляционных насосов контуров отопления и ГВС, редукторные электроприводы);
- перегрузка электрических сетей, износ изоляции электропроводки и короткое замыкание;
- неправильное заземление электрооборудования;
- несоблюдение рабочим персоналом правил пожарной безопасности;
- неосторожное обращение с огнем (курение в неположенных местах, небрежное и неосторожное проведение газо-сварочных работ на тепловом пункте).

Горючими элементами могут быть:

- перегородки, двери;
- составляющие части блочного теплового пункта;
- ластиковые корпуса редукторных электроприводов, резиновые прокладки между фланцевыми соединениями;
- панель электронного регулятора теплотребления;
- изоляция электропроводки;
- шумоизоляционные пластиковые, полимерные материалы теплового пункта;
- скопившийся мусор.

Для ликвидации пожара возникшего в помещении теплового пункта в начальной стадии применяются первичные средства пожаротушения: сухой песок, асбестовые одеяла, кошмы, внутренние пожарные водопроводы, огнетушители ручные и передвижные.

Большое значение для защиты от пожаров является правильный выбор огнетушащего вещества. Поскольку аппаратура узла учета, электронный регулятор теплопотребления и редуكتورные электроприводы являются дорогостоящими, в случае пожара применение воды и пены в качестве огнегасящего средства должно быть совсем исключено. В этом случае используются порошковые огнетушители типа ОП-2, ОП-10, ОПС-10.

Необходимо оснастить помещение теплового пункта автоматизированной системой оповещения пожара и установить централизованную систему сигнализации, которая при возникновении пожара сигнализируется на пульте диспетчера пожарной службы.

Для этой цели рекомендуется оборудовать помещение датчиками дыма и термодатчиками.

В таблице 9.1 показана категории теплового пункта по взрывопожарной и пожарной опасности.

Таблица 9.1 - Категории помещений по взрывопожарной и пожарной опасности [10]

Категория помещения	Характеристика веществ и материалов, находящихся (обращающихся) в помещении
Г	Негорючие вещества и материалы в горячем, раскаленном или расплавленном состоянии, процесс обработки которых сопровождается выделением лучистого тепла, искр и пламени; горючие газы, жидкости и твердые вещества, которые сжигаются или утилизируются в качестве топлива

В связи с непостоянным нахождением обслуживающего персонала рядом с тепловым пунктом, необходима установка системы пожарной сигнализации.

Система пожарной сигнализации необходима для определения очага возгорания и тушения пожара в автоматическом режиме. Главные функции пожарной сигнализации в помещениях с тепловым пунктом осуществляются благодаря специализированным техническим средствам. Для обнаружения пожара используются извещатели и датчики, а для приема, обработки и фиксации информации, а также для формирования сигналов тревоги – периферийные устройства и приемно-контрольная аппаратура.

Помимо этих функций сигнализация пожаротушения должна генерировать команды на включение автоматических установок дымоудаления и пожаротушения, оповестительных систем.

10 ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ

Тепловая и электрическая энергии – специфические продукты, потребление которых и соответственно спрос имеют ряд особенностей:

- жизненный характер, т.е. потребление этих видов энергии не может быть прекращено;
- непрерывность потребления, т.к. связано с обслуживанием населения;
- невозможность создания запаса.

Неритмичность потребления, т.к. связана с изменением потребности в зависимости от времени суток и сезона года.

Продолжительность отопительного периода - 218 суток(5232 часа).

В силу технологической специфики энергетики при установлении цен на энергию учитываются региональные особенности производства, что проявляется в региональном регулировании цен.

В данной работе по разработке мероприятий по повышению качества системы теплоснабжения на центральном тепловом пункте был установлен насос горизонтальный Д320-50 в обратную линию, из-за неудовлетворительной работы системы теплоснабжения ряда потребителей, недостатком напоров у конечных потребителей и высокими эксплуатационными затратами. В расчете сравним 2 варианта:

I вариант – текущие затраты на эксплуатацию до модернизации ЦТП;

II вариант – текущие затраты на эксплуатацию после модернизации ЦТП.

10.1 Капитальные затраты на установку горизонтального насоса

В ходе модернизации ЦТП предполагается установка горизонтального насоса Д320-50 на обратную линию трубопровода в количестве одной штуки. Цена данного оборудования составляет 489,9 тыс. руб. Капитальные затраты на установку горизонтального насоса приведены в таблице 10.1.

Таблица 10.1 – Смета капитальных затрат на установку горизонтального насоса

Наименование затрат	Затраты, тыс. руб.
Проектные работы	10,00
Стоимость оборудования	489,90
Строительно – монтажные работы	40,00
Транспортные затраты	50,00
КИПиА	17,00
Демонтажные работы	5,00
Итого K_1	611,90

Данные по стоимости оборудования определены по прайс-листу компании «Электрогидромаш» на 2018 год, поставщика оборудования. Сведения о затратах

на проектные, строительные – монтажные и транспортные работы взяты из статьи затрат предприятия [39].

10.2 Текущие затраты на эксплуатацию до модернизации ЦТП

Сведения о заработной плате оператора – теплотехника взяты из положения предприятия по заработной плате рабочих за 2018 год [35]. Суммарные расчётные тепловые нагрузки потребителей системы теплоснабжения данного района составляют 7,2562 МВт.

Годовые затраты на топливо сжигаемого на ТЭЦ, необходимого для покрытия тепловых нагрузок, руб/год (10.1):

$$I_m = C_m \cdot B_{год}, \quad (10.1)$$

где C_m – цена топлива, руб./м³. В 2018 году цена природного газа составляет около 5,3 руб./м³[49];

$B_{год}$ – годовой расход топлива равный $10043,5 \cdot 10^3$ м³/год.

$$I_m = 5,3 \cdot 10043,5 \cdot 10^3 = 53230,55 \text{ тыс. руб./год.}$$

Годовые затраты на электроэнергию, руб/год (10.2):

$$I_э = C_э \cdot E_{год}, \quad (10.2)$$

где $C_э$ – цена электроэнергии. Стоимость электроэнергии на 2018 год составляет 2,1 руб./кВт·ч[46];

$E_{год}$ – годовой расход электроэнергии, равный 15,623 млн. кВт·ч/год принятой согласно данным на ЦТП.

$$I_э = 2,1 \cdot 15623000 = 32808,3 \text{ тыс. руб./год}$$

Амортизация оборудования, руб/год (10.3):

$$I_a = H_a \cdot O_{об}, \quad (10.3)$$

где $H_a = 5\%$ – норма амортизации;

$O_{об}$ – общая стоимость оборудования, равная 3008,838 тыс. руб./год принятой согласно проектной документации на ЦТП.

$$I_a = 0,05 \cdot 3008,838 = 150,44 \text{ тыс. руб./год}$$

Затраты на текущий ремонт, руб/год (10.4):

$$I_{mp} = 0,005 \cdot O_{об}, \quad (10.4)$$

$$I_{mp} = 0,005 \cdot 3008,838 = 15,044 \text{ тыс. руб./год}$$

Общепроизводственные и прочие расходы, руб/год (10.5):

$$I_{co} = 0,01 \cdot O_{об}, \quad (10.5)$$

$$I_{co} = 0,01 \cdot 3008,838 = 30,088 \text{ тыс. руб./год}$$

ЦТП работает в автоматическом режиме и не требует постоянного присутствия обслуживающего персонала.

Заработная плата оператора – теплотехника, принятая согласно данным взятым на ЦТП:

$$I_{зн} = 300 \text{ тыс. руб./год}$$

Сумма текущих затрат при эксплуатации ЦТП, руб/год (10.6):

$$I_1 = I_m + I_э + I_a + I_{mp} + I_{co} + I_{зн}, \quad (10.6)$$

$$I_1 = 53230,55 + 32808,3 + 150,44 + 15,044 + 30,088 + 300 = 86534,442 \text{ тыс. руб./год}$$

Все результаты по текущим затратам сведем в таблицу 10.2.

Таблица 10.2 – Текущие затраты на эксплуатацию до модернизации ЦТП

Расчетная величина	Обозначение	Результат	Размер
Топливо	I_m	53230,55	тыс. руб./год
Электроэнергия	$I_э$	32808,3	тыс. руб./год
Амортизация оборудования	I_a	150,44	тыс. руб./год
Затраты на текущий ремонт	I_{mp}	15,044	тыс. руб./год
Общепроизводственные и прочие расходы	I_{co}	30,088	тыс. руб./год
Заработная плата оператора – теплотехника	$I_{зн}$	300	тыс. руб./год
Итого	I_1	86534,422	тыс. руб./год

10.3 Текущие затраты на эксплуатацию ЦТП после модернизации

Годовые затраты на топливо сжигаемого на ТЭЦ, необходимого для покрытия тепловых нагрузок вычислим по формуле (10.1):

$$I_m = 5,3 \cdot 8724,147 \cdot 10^3 = 46237,98 \text{ тыс. руб./год}$$

где $B_{год}$ – годовой расход топлива стал равным $87241,147 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{год}$.

Годовые затраты на электроэнергию вычислим по формуле (10.2):

$$I_э = 2,1 \cdot 18471000 = 38789,1 \text{ тыс. руб./год}$$

где $E_{год}$ – годовой расход электроэнергии стал равным 18,471 млн. кВт·ч/год принятой согласно данным на ЦТП.

Амортизацию оборудования вычислим по формуле (10.3):

$$I_a = 0,05 \cdot 3490,738 = 174,537 \text{ тыс. руб./год}$$

Затраты на текущий ремонт вычислим по формуле (10.4):

$$I_{тр} = 0,005 \cdot 3490,738 = 17,454 \text{ тыс. руб./год}$$

Общепроизводственные и прочие расходы вычислим по формуле (10.5):

$$I_{co} = 0,01 \cdot 3490,738 = 34,901 \text{ тыс. руб./год}$$

ЦТП работает в автоматическом режиме и не требует постоянного присутствия обслуживающего персонала.

Заработная плата оператора – теплотехника, принятая согласно данным из ЦТП:

$$I_{зн} = 300 \text{ тыс. руб./год}$$

Сумма текущих затрат при эксплуатации ЦТП после модернизации вычислим по формуле (10.6):

$$I_1 = 46237,98 + 38789,1 + 174,537 + 17,454 + 34,901 + 300 = 85553,98 \text{ тыс. руб./год}$$

Все результаты по текущим затратам сведем в таблицу 10.3

Таблица 10.3 – Текущие затраты при эксплуатации ЦТП

Расчетная величина	Обозначение	Результат	Размер
Топливо	I_m	46237,98	тыс. руб./год
Электроэнергия	$I_э$	38789,1	тыс. руб./год
Амортизация оборудования	I_a	174,537	тыс. руб./год
Затраты на текущий ремонт	$I_{тр}$	17,454	тыс. руб./год
Общепроизводственные и прочие расходы	$I_{со}$	34,901	тыс. руб./год
Заработная плата оператора – теплотехника	$I_{зп}$	300	тыс. руб./год
Итого	I_2	85553,98	тыс. руб./год

Данные по стоимости оборудования определены по прайс-листу компании «Электрогидромаш» на 2018 год, поставщика оборудования. Сведения о затратах на проектные, строительные – монтажные и транспортные работы взяты из статьи затрат предприятия.[39]

10.4 Оценка срока окупаемости модернизации ЦТП

Для определения срока окупаемости используют формулу(10.7):

$$T = \frac{K - K_{лик}}{\Delta I}, \quad (10.7)$$

где T – срок окупаемости, год;

K – капитальные затраты на установку центробежного насоса, тыс. руб.;

$K_{лик}$ – продажа старого оборудования по ликвидационной стоимости, (цена лома - 14 руб/кг, вес лома – 670 кг), равная: $K_{лик}=9,380$ тыс. руб. [35];

ΔI – экономия текущих затрат, тыс. руб/год.

Экономия текущих затрат вследствие модернизации ЦТП определим по формуле (10.8):

$$\Delta I = I_1 - I_2, \quad (10.8)$$

где ΔI – экономия текущих затрат, руб/год;

I_1 – текущие затраты при эксплуатации ЦТП, тыс. руб/год;

I_2 – текущие затраты при эксплуатации ЦТП после модернизации, тыс. руб/год.

$$\Delta И = 86534,422 - 85553,98 = 980,441 \text{ тыс.руб/год}$$

$$T = \frac{611,9 - 9,38}{992,921} = 0,6 \text{ года}$$

Срок окупаемости реконструкции составляет 7 месяцев.

Вывод:

По результатам расчета срока окупаемости, модернизация ЦТП путем установки горизонтального насоса на обратную линию окупится за 6 месяцев, это доказывает эффективность данного проекта.

10.5 Модель ранжирования проблем при эксплуатации ЦТП до модернизации

Проведём ранжирования проблем: оценим степень важности и срочности решения проблем, указанных во введении ВКР и направленных на достижение цели работы. Модель ранжирования проблем представлена на рисунке 10.1.

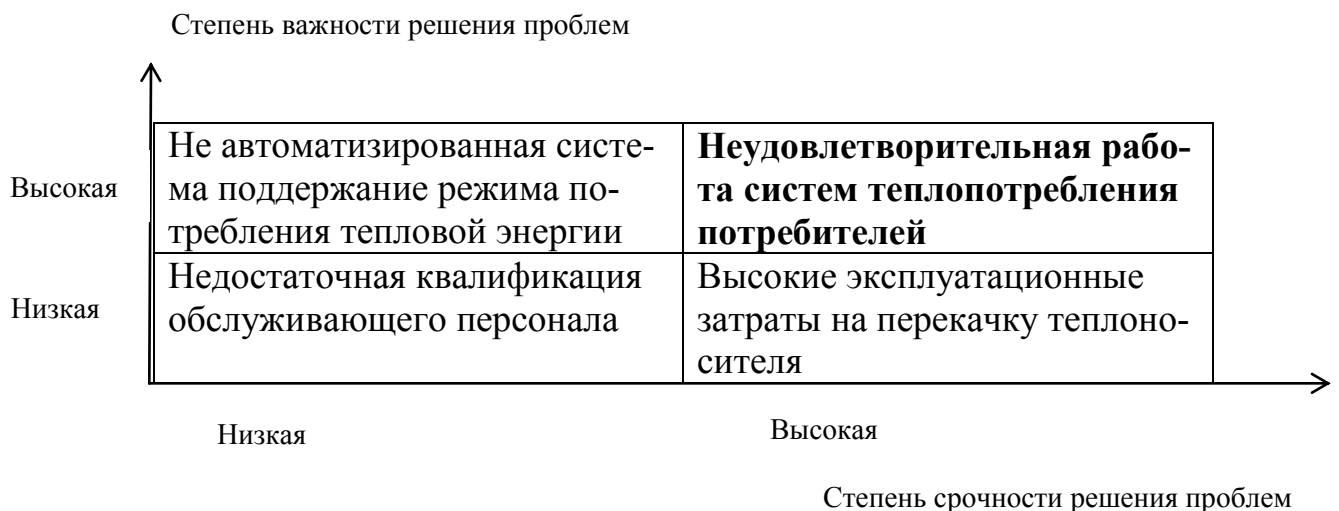


Рисунок 10.1- Модель ранжирования проблем

Главной проблемой энергетической эффективности рассматриваемых тепловых сетей является неудовлетворительная работа систем теплоснабжения потребителей. Проведём углубленный анализ главной проблемы на основе модели причинно-следственной диаграммы.

10.6 Модель причинно-следственной диаграммы

Анализируем главную проблему по направлениям причин её возникновения и следствий её решения и не решения.

Анализируем главную проблему по направлениям причин её возникновения и следствий её решения и не решения.

Выявляем два первичных фактора недостаточной энергетической эффективности и два вторичных фактора. Далее определяем возможные следствия уменьшения проблем на основе выбранных технических решений. На рисунке 10.2 приведена модель причинно-следственной диаграммы.

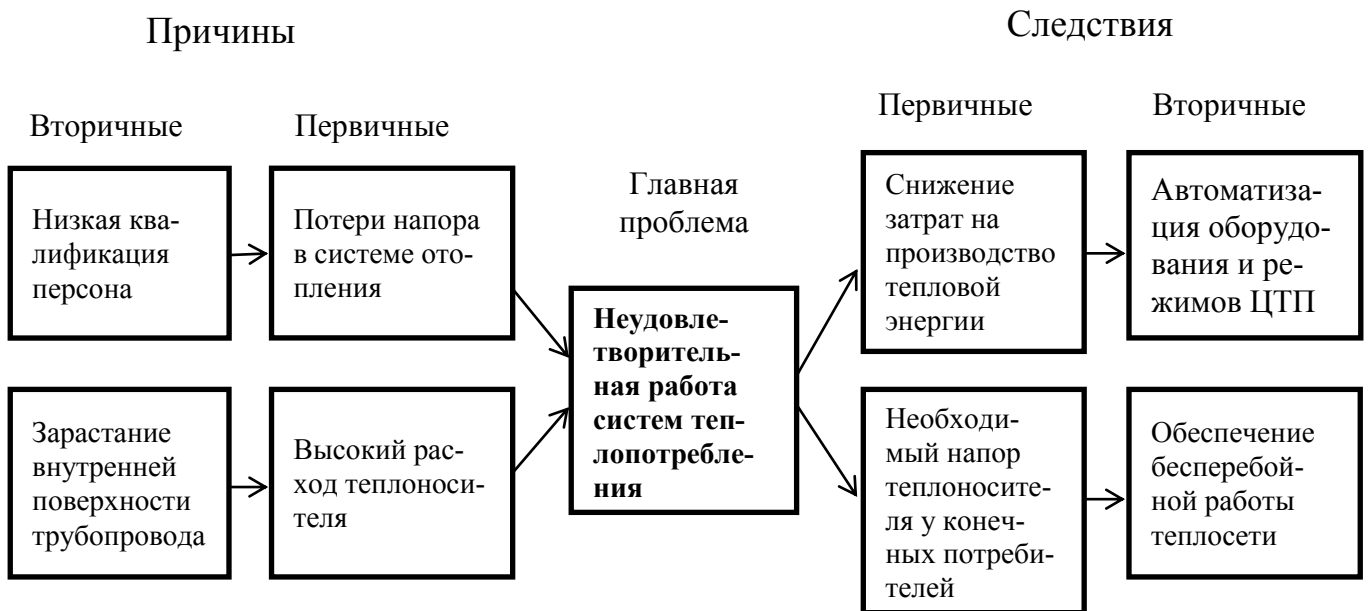


Рисунок 10.2 - Модель причинно-следственной диаграммы

10.7 Модель SWOT – анализа вариантов технических решений

SWOT-анализ – это один из самых распространенных видов анализа в стратегическом управлении на сегодняшний день. SWOT-анализ позволяет выявить и структурировать сильные и слабые стороны, а также потенциальные возможности и угрозы [18].

- Сильные стороны (Strengths);
- Слабости (Weaknesses);
- Возможности (Opportunities);
- Угрозы (Threats).

Внутренняя среда организации (сильные и слабые стороны) – это совокупность управляемых субъектом элементов, то на что предприятие может повлиять или подвергнуть изменению.

Внешняя среда (возможности и угрозы), как известно, включает в себя все то, что организация не способна контролировать, на что, так или иначе, оказывает воздействие на нее. Причем это воздействие может быть как положительным, так и отрицательным. В связи с этим элементы внешней среды можно разделить на возможности и угрозы.

Сравним два варианта SWOT-анализа при эксплуатации ЦТП после модернизации и до модернизации.

Модель SWOT-анализа – эксплуатации ЦТП после модернизации приведена в таблице 10.4

Таблица 10.4 – Модель SWOT-анализа – эксплуатации ЦТП после модернизации

<p>Сильные стороны (S):</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Обеспечение бесперебойной работы; 2) Необходимый напор теплоносителя у конечных потребителей; 3) Автоматизация оборудования и режимов ЦТП; 4) Небольшой срок окупаемости (6 месяцев). 	<p>Слабые стороны (W):</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Большие капитальные затраты; 2) Повышенный расход электроэнергии.
<p>Возможности (O):</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Появление новых поставщиков насосов; 2) Появление новых насосов за более низкую стоимость с теми же характеристиками. 	<p>Угрозы (T):</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Рост цен на оборудование и комплектующие; 2) Задержка с поставкой оборудования; 3) Рост цен на топливо.

Модель SWOT-анализа- эксплуатация ЦТП до модернизации приведена в таблице 10.5.

Таблица 10.5 – Модель SWOT-анализа- эксплуатация ЦТП до модернизации

<p>Сильные стороны (S):</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Низкие затраты на электроэнергию; 2) Малозатратная транспортировка топлива; 	<p>Слабые стороны (W):</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Неудовлетворительная работа системы теплоснабжения; 2) Недостаточный напор теплоносителя у конечных потребителей; 3) Большие затраты на топливо.
<p>Возможности (O):</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Спрос на тепловую энергию; 2) Выгодное расположение поставщиков топлива. 	<p>Угрозы (T):</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Рост цен на топливо.

Вывод: эксплуатация ЦТП после модернизации несет больше преимуществ, чем его эксплуатация без модернизации, у этого проекта больше сильных сторон.

10.8 Модель дерева целей повышения энергетической эффективности

Дерево целей представляет структурную модель, показывающую соподчиненность и связь целей подразделений в иерархии управления. Для его построения сверхзадача высшего уровня делится на проектные цели его подразделения.

Модель целей организации содержит в себе как описание собственно целей и их характеристик, так и взаимосвязей между ними. В рамках этой модели между ее элементами устанавливаются иерархические отношения «цель-средство», предполагающие, что достижение каждой нижестоящей цели становится одним из средств для достижения вышестоящей.

Основой для построения вершины дерева целей становится набор стратегических целей, определяемых в рамках стратегии организации. Здесь следует обратить внимание на то, что стратегически значимыми следует признать не только те цели, которые определяют направления стратегического развития, но и долгосрочные цели, связанные с поддержанием функционирования системы управления и подсистем, связанных с производством и обеспечением.

Модель дерева целей работы показана на рисунке 10.3.



Рисунок 10.3 – Модель дерева целей работы

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

10.9 Модель поля сил реализации проекта по установке насоса на ЦТП

Поле сил характеризует организационную надежность состояния предприятия, устойчивость и направленность его развития. Наличие потенциала изменений, преобладание тех или иных сил определяет формулировки проблемы и целей[24]. Приступая, к реализации проекта, оценим влияние различных факторов на достижение цели. К. Левин предположил существование двух групп сил-факторов противоположного типа, сохраняющих стабильность предприятия. Интегрированная схема и модель анализа устойчивости системы управления может быть построена на основе объединения способа оценки влияния внешних и внутренних факторов, схемы поля сил Левина и метода SWOT-анализа, на которой толщина стрелок означает мощность сил. Толщина стрелки показывает её относительную мощность при реализации темы проекта. Модель оценки дисбаланса сил при установке горизонтального насоса показано на рисунке 10.4.

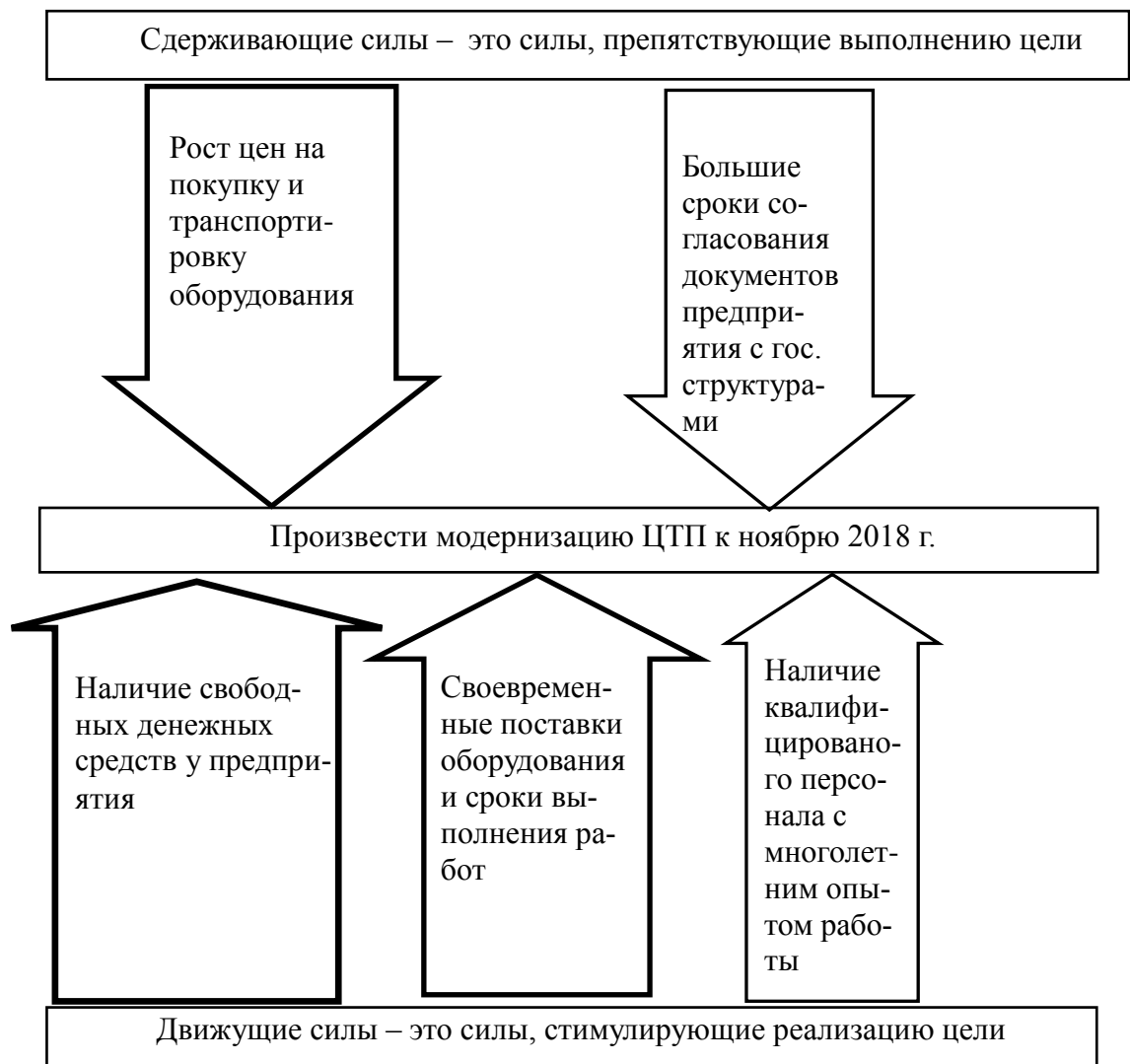


Рисунок 10.4 – Модель оценки дисбаланса сил при реализации проекта

Большое влияние на сдерживающие силы по реализации проекта является рост цен на покупку и транспортировку оборудования, так как она является определяющей в процессе модернизации ЦТП. Данное влияние не предсказуемо и зависит от нашего предприятия.

Среднее влияние на сдерживающие силы по реализации проекта является большой срок согласования документов предприятия с государственными структурами, так как в данном случае процесс модернизации ЦТП достижим. В рассматриваемой сдерживающей силе возникает лишь проблема в отставании от графиков модернизации ЦТП.

Большое влияние на движущие силы по реализации проекта является наличие свободных денежных средств у предприятия. Так как рассматриваемые тепловые сети принадлежат АО «Златмаш», а 2017 году предприятие вышло на новый уровень производства продукции и получила новый оборонный заказ, то реализация данного проекта по модернизации ЦТП осуществима.

Средним влиянием на движущие силы по реализации проекта является своевременная поставка оборудования и сроки выполнения заказов. Так как завод-изготовитель насосного оборудования «Ливгидромаш» имеет официальный дилерский центр в городе Челябинск, то проблем с поставкой насосного оборудования не возникнет.[41]

Слабым влиянием на движущие силы по реализации проекта модернизации ЦТП оказывает наличие квалифицированного персонала с многолетним опытом работы, так как если в наличии будут свободные денежные средства можно прибегнуть помощи квалифицированных специалистов.

Вывод: В рассматриваемой модели оценки дисбаланса сил при реализации проекта движущие силы преобладают, следовательно, при полном использовании потенциала изменений можно достичь поставленной цели.

10.10 Модель ленточного графика мероприятий по разработке и реализации проекта по установке горизонтального насоса на ЦТП

Небольшой комплекс работ может быть показан в виде ленточного графика по этапам работ при выполнении целей проекта. Такой график – план-график Ганта – позволяет визуально оценить последовательность задач, их протяженность и протяженность проекта в целом, сопоставить реальный и планируемый ход реализации проекта [24]. Этот инструмент планирования придумал американский инженер Генри Гант. План-график Ганта является наглядным и удобным инструментом для управления проектом по реализации модернизации ЦТП. Так как одним из важнейших ресурсов для проектировщика является время, то для полного отслеживания хода выполнения работ, укладывания в поставленные сроки план-график Ганта необходим для увязки всех задач по проекту со временем. Планирование мероприятий по реализации работы представлен в таблице 10.6 в виде план-графика Ганта.

Таблица 10.6 – План-график Ганта

Работы по проекту	Исполнитель	Кол-во исполнителей	Продолжительность этапа, недели																
			Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь												
1. Рассмотрение возможных вариантов оборудования	Инженер по комплектации оборудования	1	■																
2. Производство расчетов, создание чертежей, составление смет	Инженер проектировщик	2		■	■	■													
3. Согласование данных по топливоснабжению с организациями	Главный инженер	1				■													
4. Предоставление всех схем и конструктивных особенностей монтажному отделу	Инженер проектировщик	1					■												
5. Закупка и доставка оборудования и необходимых материалов	Инженер по комплектации оборудования	1						■	■	■									
6. Окончание установки насоса	Слесарь ремонтник	2															■	■	■
7. Проверка оборудования и пробный пуск	Инженер по наладке и испытаниям	1																	■
8. Эксплуатация насоса	Оператор	1																	■

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Произведен выбор центробежного насоса на основе сравнения производителей данного оборудования, выбор осуществлен исходя из технических и экономических характеристик требуемого оборудования. Выбран горизонтальный центробежный насос Д320-50 в количестве 1 штук.

Работа выполнена в следующем объеме:

- 1) составление и корректировка расчетной схемы;
- 2) предварительный гидравлический расчет тепловых сетей;
- 3) предварительные мероприятия по реконструкции ЦТП и тепловых сетей;
- 4) окончательный гидравлический расчет тепловых сетей;
- 5) разработка режимов работы системы теплоснабжения;
- 6) расчет диаметров отверстий дроссельных устройств, выбор типоразмеров и настроек регулировочных вентилей;
- 7) разработка мероприятий для внедрения в межотопительный период 2018-2019 г.;
- 8) разработка мероприятий по внедрению расчетных режимов в тепловых сетях, предложений по их развитию и повышению уровня эксплуатации.

В работе были рассмотрены мероприятия по обеспечению безопасности персонала в производственных процессах, рассмотрены мероприятия по взрывопожаробезопасности и электробезопасности.

В экономической части рассчитаны текущие и капитальные затраты на модернизацию ЦТП, а также рассчитан срок окупаемости работы по установке центробежного насоса, срок окупаемости составил 7 месяцев, что показывает экономическую эффективность данной работы.

						лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.04.01.2018.245.05 ПЗ	73

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 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 в действие 29 ноября 2009 года. Российская газета. – 2009. – Вып. № 5050 (226) от 27 ноября 2009 года.

2 Федеральный закон от 27 июля 2010 г. № 190-ФЗ (ред. От 18.07.2011). О теплоснабжении // Введен в действие 30 июля 2010 года. Российская газета. – 2010. – Вып. №5247 (168), от 18 июля 2010 года.

3 Федеральный закон РФ от 22 июля 2008 года № 123-ФЗ (ред. от 13.07.2015). Технический регламент о требованиях пожарной безопасности // Введен в действие 1 августа 2008 года. Российская газета. – 2008. Вып. №4720(0) от 13 июля 2008 года.

4 Федеральный закон РФ от 10 января 2002 года №7-ФЗ. Об охране окружающей среды. // Введен 10 января 2002 года. Российская газета. – 2002 – Федеральный выпуск №2874 (0) от 26 декабря 2001 года.

5 ГОСТ 31607–2012 «Энергосбережение. Нормативно-методическое обеспечение. Основные положения». – М.: Изд-во Стандартиформ, 2013. – 16с.

6 ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования. М.: Изд-во стандартов, 2006.

7 ГОСТ 12.1.019-2009 ССБТ “Электробезопасность. Защитное заземление”. - М.: Изд-во стандартов, 2011.

8 ГОСТ 12.1.038-82 «Электробезопасность. Предельно-допустимые напряжения прикосновений токов» - М.: Изд-во стандартов, 2001.

9 ГОСТ 12.4.011-96 ССБТ «Средства защиты работающих. Общие требования и классификация» - М.: Изд-во стандартов, 2001.

10 НПБ 105-03 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. – М.: ДЕАН, 2011.

11 СНиП 41-101-95. Проектирование тепловых пунктов. – М.: Минстрой России, 2007.

12 СНиП 41-01-2003 Отопление, вентиляция и кондиционирование- М.: Изд-во стандартов, 2007-35 с.

13 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.

14 СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности/ – М.: ФГУ ВНИИПО МЧС России, 2009

15 СП 18.13330.2011. Генеральные планы промышленных предприятий. Актуализированная редакция СНиП II-89-80. – М.: Минрегион России, 2011

16 СП 31.13330.2012. Водоснабжение. Наружные сети и сооружения. Актуализированная редакция СНиП 2.04.02-84. – М.: Минрегион России, 2013

										лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	13.04.01.2018.245.05 ПЗ					74

- 17 СП 56.13330.2011. Производственные здания. СНиП 31-03-2001 – М.: Минрегион России, 2011
- 18 СП 60.13330.2012 Отопление, вентиляция и кондиционирование. Актуализированная редакция СНиП 41-01-2003. – М.: Минрегион России, 2012.
- 19 СП 50.13330.2012 Тепловая защита зданий. Актуализированная редакция СНиП 23-02-2003. – М.: Минрегион России, 2012.
- 20 СП 74.13330.2012. Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 2.04.86. – М.: Минрегион России, 2013
- 21ПБ 10–573–03. Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды. – М.: НПО ОБТ, 2003.
- 22 ПБ 01-03 Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. - М.: НПО ОБТ, 2003.
- 23 Правила по охране труда при эксплуатации тепловых энергоустановок: Приказ Минтруда России №551н от 17 августа 2015 г. - Режим доступа: КонсультантПлюс
- 24 Алабугин, А.А. Экономико-управленческая часть выпускных квалификационных работ: Учебное пособие для бакалавров и магистрантов направления подготовки «Теплоэнергетика и теплотехника»/А.А. Алабугин, Р.А. Алабугина. – Челябинск: Издательство ЮУрГУ, 2018. – 44с.
- 25 Алабугина Р.А. Выпускная квалификационная работа: структура, требования к оформлению и нормоконтролю. Методические указания для направления подготовки «Теплоэнергетика и теплотехника»/ Р.А.Алабугина – Челябинск: Издательство ЮУрГУ, 2017. – 43с
- 26 Булкин, А.Е. Автоматическое регулирование энергоустановок: учебное пособие для вузов. Гриф МО РФ / А.Е. Булкин. – М.: Изд-во МЭИ, 2009.
- 27 Буров, В.Д. Тепловые электрические станции. Учебник для вузов / В.Д. Буров, Е.В. Дорохов, Д.П. Елизаров. – М.: Изд-во МЭИ, 2009.
- 28 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.
- 29 Кудинов, А.А. Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях / А.А. Кудинов, С.К. Зиганшина. – М.: Машиностроение, 2011.
- 30 Липатников, Г.А. Автоматическое регулирование объектов теплоэнергетики / Липатников Г.А., Гузеев М.С. – М.: Издательство МЭИ, 2007.
- 31 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.
- 32 Назмеев, Ю.Г. Теплообменные аппараты ТЭС: учеб. пособие для вузов / Ю.Г. Назмеев, В.М. Лавыгин. – М.: Издательство МЭИ, 2005.
- 33 Овчаренко, Н.И. Автоматика энергосистем: учебное пособие для вузов / Н.И. Овчаренко. – 3-е изд., и доп. – М.: Издательский дом МЭИ, 2009. 476 с.
- 34 Плетнев, Г.П. Автоматизация технологических процессов и производств в теплоэнергетике: учебник для студентов вузов/ Г.П. Плетнев. –М.: Издательский дом МЭИ, 2009

- 35 Применение средств автоматизации Danfoss в тепловых пунктах централизованного теплоснабжения зданий. – М., «Данфосс» 2007
- 36 Росляков, П.В. Методы защиты окружающей среды / П.В. Росляков – М.: Изд-во МЭИ, 2007.
- 37 Соколов, Е.Я. Теплофикация и тепловые сети/ Е.Я. Соколов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2009. 472 с.
- 38 Тихомиров К.В., Сергеенко Э.С. «Теплотехника, теплогазоснабжение и вентиляция». Учеб. для вузов. – 5-е изд., репринтное. – М.: БАСТЕТ, 2009. – 480 с
- 39 Цена черного лома в Челябинской области- <http://www.lom74.com/chernyy-metallolom>
- 40 Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях: учебник для вузов / О.Л. Данилов, А.Б. Гаряев, И. В. Яковлев и др.; под ред. А.В. Клименко. – М.: Издательский дом МЭИ, 2010. – 424 с.
- 41 Завод-изготовитель насосного оборудования «Ливгидромаш» – <http://www.hms-livgidromash.ru>
- 42 Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок [http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_156148/] : приказ М-ва труда и социальной защиты Российской Федерации от 24.07.2013 №328-н. – Режим доступа: КонсультантПлюс.
- 43 Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации тепловых энергоустановок [<http://www.consultant.ru/law/hotdocs/44322.html>] : приказ М-ва труда и социальной защиты Российской Федерации от 17.08.2015 №551-н. – Режим доступа: КонсультантПлюс.
- 44 ООО «НТП Трубопровод» АО «ИПН» – <http://www.truboprovod.ru/>
- 45 ППУ и ППМ изоляция. Области применения в тепловых сетях/ И.Е. Аббакумов – http://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=2703
- 46 Современные системы теплоснабжения - http://fpsliga.ru/referaty_po_stroitelstvu/referat_sovremennye_sistemy.html
- 47 Справочник строителя. Эксплуатация тепловых сетей - http://www.baurum.ru/_library/?cat=operation-thermal-networks&id=4068
- 48 Тарифы на электроэнергию в Челябинской области- https://energovopros.ru/spravochnik/elektrosnabzhenie/tarify-na-elektroenergiju/cheljabinskaya_oblast/39188/
- 49 Тепловое загрязнение, экологическая проблема <http://refdb.ru/look/1795567-p6.html>
- 50 ЧТПЗ. Цены на трубы - <http://kaup.ru/product13681>
- 51 Цена природного газа для Челябинской области - <https://energo-24.ru>
- 52 Централизованное теплоснабжение в Дании - <http://sintur.ru/stat/453/>
- 53 Централизованное теплоснабжение в России - http://www.aqua-therm.ru/articles/articles_246.html
- 54 Уральский завод изоляции «Гермес» – <http://www.germesizol.ru/>