

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Электронного обучения
Направление подготовки Теплоэнергетика и теплотехника
Кафедра Теоретической и промышленной теплотехники

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
РЕКОНСТРУКЦИЯ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ пос. СОРОКИНО г. БИЙСКА

УДК 697.34.697.444.001.68(571.15)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Б13	Шилов Андрей Юрьевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Молодёжникова Л.И.			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Кузьмина Н.Г.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гусельников М.Э.	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТПТ	Кузнецов Г.В.	д.ф.-м.н., профессор		

Томск – 2016

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Электронного обучения
Направление подготовки теплоэнергетика и теплотехника
Кафедра теоретической и промышленной теплотехники

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой ТПТ
_____ Кузнецов Г.В.
(Подпись) (Дата)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Дипломного проекта

Студенту:

Группа	ФИО
3-5Б13	Шилову Андрею Юрьевичу

Тема работы:

РЕКОНСТРУКЦИЯ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ пос. СОРОКИНО г. Бийска	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 3778/с от 25.05.2016г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:

10.06.2016 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

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

Сеть теплоснабжения пос. Сорокино г. Бийска.

Протяжённость теплосети диаметром 600мм – 2569м., диаметром 300мм. – 5552м. Перепад высоты не превышает 11 метров.

Тепловая нагрузка:

- на отопление – 7,933 Гкал/час;
- горячее водоснабжение – 1,407 Гкал/час;
- на вентиляцию – отсутствует.

Подпитка теплоносителя в теплосеть – 33,6 т/час.

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	Реконструкция системы теплоснабжения пос. Сорокино г. Бийска. <i>Анализ проблем эксплуатации системы теплоснабжения. Перевод с открытой на закрытую схему теплоснабжения пос. Сорокино. Расчёты тепловых потерь, толщины тепловой изоляции, гидравлический расчёт, расчёт расхода теплоносителя и объёмов сетевой воды, расчёт П – образного компенсатора, расчёт опор трубопровода, расчёт и подбор оборудования для ЦТП.</i>
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	<i>Формат А1 4 листа: генеральный план; принципиальная схема ЦТП; план ЦТП; аксонометрическая схема ЦТП.</i>
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Кузьмина Н.Г., ст. преп. каф. менеджмента
Социальная ответственность	Гусельников М.Э., доцент кафедры ЭБЖ
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	05.04.2016 г.
---	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Молодёжникова Л.И.			05.04.2016 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Б13	Шилов А.Ю.		05.04.2016 г.

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Электронного обучения
Направление подготовки теплоэнергетика и теплотехника
Уровень образования _____
Кафедра теоретической и промышленной теплотехники
Период выполнения (весенний семестр 2015/2016 учебного года)

Форма представления работы:

дипломный проект

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

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

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
07.04.2016г.	Введение	5
15.04.2016г.	Объект и методы исследования	10
15.05.2016г.	Расчётная часть	55
27.05.2016г.	Финансовый менеджмент, энергоэффективность и ресурсосбережение.	10
1.06.2016г.	Социальная ответственность	5
09.06.2016г.	Графическая часть	15

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Молодёжникова Л.И.			05.04.2016г.

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТПТ	Кузнецов Г.В.	д.ф.-м.н., профессор		05.06.2016г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 91 страница, 11 таблиц, 6 рисунков, 18 источник литературы, 4 листа графического материала.

СИСТЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, ЦЕНТРАЛЬНЫЙ ТЕПЛОВОЙ ПУНКТ, ТЕПЛОВАЯ НАГРУЗКА, ВОДОПОДГОТОВКА, КОМПЕНСАТОР, ОПОРА, ТЕПЛОВАЯ ИЗОЛЯЦИЯ, ТЕПЛООБМЕННЫЙ АППАРАТ, НАСОС.

Цель работы – реконструкция системы теплоснабжения пос. Сорокино г. Бийска.

В ходе проекта был проведен анализ, рассмотрены проблемы эксплуатации существующей системы теплоснабжения ОАО «Бийскэнерго». Произведён: расчёт тепловых потерь прямого и обратного трубопровода тепловой сети; расчёт толщины тепловой изоляции трубопроводов; расчёт расхода теплоносителя и объёмов сетевой воды; гидравлический расчёт; расчёт П – образного компенсатора; расчёт опор трубопровода. Произведён выбор температурного графика, расчёт и подбор оборудования для ЦТП. Рассмотрены вопросы КИПиА, водоподготовки. Проведен расчет технико-экономического обоснования выбранного оборудования. Рассмотрены производственная и экологическая безопасность проекта, воздействие вредных и опасных факторов на персонал, а также безопасность в чрезвычайных ситуациях.

Выпускная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word 2013. Графическая часть выполнена в среде AutoCAD 2012.

ОГЛАВЛЕНИЕ

- Введение
- 1 Описание системы теплоснабжения
 - 1.1 Характеристика существующей системы теплоснабжения
 - 1.2 Анализ тепловых нагрузок посёлка Сорокино
- 2 Проблемы эксплуатации тепловых сетей ОАО «Бийскэнерго»
 - 2.1 Гидравлическая неустойчивость
 - 2.2 Ограничение пределов допустимых режимов работы системы центрального теплоснабжения
 - 2.3 Расход электроэнергии на эксплуатацию насосного оборудования
 - 2.4 Аварии при эксплуатации оборудования тепловых сетей
 - 2.5 Варианты решения проблем эксплуатации тепловых сетей
 - 2.6 Принцип работы закрытой системы теплоснабжения
- 3 Расчёт тепловых потерь
 - 3.1 Расчет тепловых потерь в подающем трубопроводе
 - 3.2 Расчет тепловых потерь в обратном трубопроводе
 - 3.3 Выбор температурного графика
 - 3.4 Пересчёт тепловых потерь подающего трубопровода по температурному графику 120/70 °С
 - 3.5 Пересчёт тепловых потерь обратного трубопровода по температурному графику 120/70 °С
- 4 Расчёт толщины тепловой изоляции
 - 4.1 Расчет толщины тепловой изоляции, для трубы с наружным диаметром 325 мм.
 - 4.2 Расчет толщины тепловой изоляции для трубы с наружным диаметром 630 мм.
- 5 Расчёт расхода теплоносителя и объёма сетевой воды

- 5.1 Расчёт расхода теплоносителя
- 5.2 Расчёт объёма воды сетевой воды
- 6 Гидравлический расчёт
- 7 Построение пьезометрических графиков
- 8 Расчёт П- образного компенсатора
- 9 Расчёт и подбор опор
- 10 Подбор оборудования для ЦТП
 - 10.1 Оборудование ЦТП
 - 10.2 Расчёт теплообменного аппарата на отопление
 - 10.3 Расчет подогревателя горячего водоснабжения
 - 10.4 Подбор насосного оборудования
- 11 Водоподготовка
 - 11.1 Оборудование цеха хим. Водоподготовки
 - 11.2 Задачи хим. Водоподготовки
 - 11.3 Требования к качеству обработанной воды
- Разработка вопросов КИПиА ЦТП
 - 12.1 Сведения об объекте автоматизации
 - 12.2 Цели и назначение системы
 - 12.3 Проектные решения по АСУ
 - 12.4 Функции системы
 - 12.5 Действия оперативного персонала по управлению режимами работы системы
- 13 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и энергосбережение
 - 13.1 Перечень работ и оценка времени их выполнения
 - 13.2 Смета затрат на проект
 - 13.3 Расчет затрат на проектирование, приобретение и монтаж оборудования центрального теплового пункта (ЦТП)
 - 13.3.1 Стоимость подпитки теплосети за год
 - 13.3.2 Затраты на покупку теплообменного и вспомогательного оборудования
 - 13.3.3 Расчет срока окупаемости

- 14 Социальная ответственность
 - 14.1 Производственная безопасность
 - 14.1.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов
 - 14.1.2 Техника безопасности
 - 14.1.3 Производственная санитария
 - 14.1.4 Освещенность производственных помещений
 - 14.1.5 Системы вентиляции производственных помещений
 - 14.2 Вредные факторы
 - 14.3 Опасные факторы
 - 14.3.1 Механизмы рабочего оборудования
 - 14.3.2 Тепловое излучение и опасность термического ожога
 - 14.3.3 Электробезопасность
 - 14.3.4 Пожарная безопасность
 - 14.4 Экологическая безопасность
 - 14.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях
- Заключение
- Список использованных источников
- Приложения:
 - Приложение А.
 - Приложение Б.
 - Приложение В.
 - Приложение Г.
- Графический материал:
 - ФЮРА. 140100.027 ГЧ Генеральный план
 - ФЮРА. 140100.027 ГЧ Принципиальная схема ЦТП
 - ФЮРА. 140100.027 ГЧ План ЦТП
 - ФЮРА. 140100.027 ГЧ Аксонометрическая схема центрального теплового пункта

ВЕДЕНИЕ

Вопросы энергосбережения в теплоснабжении сегодня как никогда ранее актуальны в связи со сложившейся ситуацией в энергетическом комплексе страны. В связи с этим возникает ряд вопросов, касающихся использования дорогого насосного оборудования и повышения его эффективности на объектах эксплуатации. Для этого необходимо представлять, какими открытыми возможностями обладает система теплоснабжения, оснащенная современными техническими средствами регулирования и управления.

ОАО «Бийскэнерго» - одно из крупнейших предприятий Алтайского края и г. Бийска, оно расположено в юго-западной части г. Бийска, в его промышленной зоне. Бийск находится в юго-восточной части Алтайского края на реке Бия, город соединен с транссибирской магистралью ж.д. веткой и автомобильной трассой федерального значения. Численность населения составляет 234,7 тыс.чел. В городе существует около 40 действующих промышленных предприятий: ГУП ПО «Сибприбормаш», ФГУП «Бийский олеумный завод», ФНПЦ «Алтай». Предприятия легкой и пищевой промышленности: швейная, обувная фабрики, льнокомбинат, мясной, маслосырорудельный, сахарный заводы, медицинской промышленности: ЗАО «Алтайвитамины», ЗАО «Эвалар» и др.



Рис.1 - Общий вид Бийской ТЭЦ-1.

Техническая характеристика станции

ОАО «Бийскэнерго» – теплоэлектростанция, основного оборудование с давлением 90 кгс/см^2 и 130 кгс/см^2 . На станции установлены 16 энергетических котлов общей паропроизводительностью 4110 тонн пара в час, пять водогрейных котлов общей теплопроизводительностью 500 Гкал/час, восемь турбинных установок общей электрической мощностью 535 МВт.

Характеристика мощности станции:

- Установленная электрическая мощность станции составляет 535 МВт;
- Располагаемая мощность 489,5 МВт и 535 МВт;
- Рабочая мощность составляет 489,5 МВт и 516,5 МВт;
- Установленная тепловая мощность станции на конец 2008.г составила;

– 1113,5 Гкал/ч, в том числе: в горячей воде 911,5 Гкал/ч, в паре 202 Гкал/ч (280 т/ч).

Величина присоединенной тепловой нагрузки (при средней нагрузке ГВС) – 552,8 Гкал/ч. Резерв тепловой мощности составляют 358,7 Гкал/ч. Отпуск тепла в горячей воде осуществляется в тепловые сети г. Бийска. Учёт отпущенной тепловой энергии осуществляется по приборам коммерческого учёта, установленных на выходе с теплового распределительного устройства ПВК в магистральные тепловые сети.

Поддержание расчётных параметров в коллекторах ТРУ ПВК обеспечивают сетевые и подпорные насосы турбинного цеха. Характеристики сетевого насосного оборудования отображены в таблице 1

Таблица 1 - Технические характеристики сетевого насосного оборудования

Наименование оборудования	Марка насоса	Количество, ед.	Номинальные гидродинамические параметры		Мощность эл. двигателя, кВт	Синх. частота об/мин
			Производительность, м³/ч	Напор, м.в.ст		
Сетевой насос	KRNA300/660/40A	2	1450	180	710	1450
Сетевой насос	ЦН-1000-180	7	1250	180	630	1450
Сетевой насос	СЭ-2500-180	7	2500	180	1600	2980
Сетевой насос	KRNA300/660/40A	1	1450	180	710	1400

Продолжение таблицы 1						
Подпорный СН	СЭ-2500-60	3	2500	60	500	1480
Подпорный СН	СЭ-2500-60	4	2500	60	500	1480

Описание тепловых сетей

В ОАО «Бийскэнерго» эксплуатация тепловых сетей, а также координация процессов отпуска, передачи и потребления тепловой энергии от границ эксплуатационной ответственности ТРУ ПВК до тепловых вводов потребителя, входят в обязанности одного из подразделений, «Управление теплоснабжения города».

Тепловые сети от ТЭЦ представляют собой сложные разветвлённые гидравлические системы, протяжённые трубопроводы различных диаметров, большое число насосов, тепловых камер и других устройств, необходимых для передачи тепловой энергии с помощью теплоносителя – сетевой воды от источника теплоты потребителям.

Краткая характеристика системы теплоснабжения г. Бийска.

- Централизованная.
- Городская.
- Открытая.

Сетевое хозяйство «Управление теплоснабжения города» ОАО «Бийскэнерго» представляет собой сложные инженерные сооружения, предназначенные для транспортировки тепловой энергии от источников тепла к потребителям. Основными элементами систем централизованного теплоснабжения являются трубопроводы. надземной и подземной прокладки. Протяженность теплосети более 60% составляют теплосети подземной прокладки. По способу прокладки трубопроводы тепловых сетей подразделяют: на подземные и надземные (воздушные). В городе наиболее распространена,

подземная прокладка труб в каналах и бесканальная прокладка - непосредственно в грунте. Надземная прокладка осуществляется обычно по территориям промышленных зон вне черты города в местах наименьшего скопления людей.

Таблица 2 - Характеристика трубопроводов тепловых сетей ОАО «Бийскэнерго» по способу прокладки

Условный диаметр трубопровода, мм	Длина трубопровода в двухтрубном исполнении в зависимости от способа прокладки, м			Общая длина трубопроводов, п. м.	
	Надземная	Подземная			Всего
		Канальная	Бесканальная		
1000	2608			2608	5216
800	924	1574		2498	4997
700	13940	7857		21797	43595
600	1238	994		2232	4464
500	3487	7946		11433	22866
400	2808	1823	10	4641	9282,8
350	55	683		738	1477,5
300	8120,2	3363	543	12026	24052
250	1782	7644	466	9892	19785
200	6653	9896	2360	18909	37818
150	6161	10097	7475	23734	47469
125	840	2352	2021	5213	10427
100	5346	11361	8385	25094	50188
80	3952	9983	5510	19446	38892
70	5207	4248	4151	13606	27213
50	3428	5009	4446	12885	25771
40	1057	432	1115	2604	5208
32	1322	385	1244	2951	5902

Продолжение таблицы 2					
25	420		126	546	1092
Итого	69351	85653	37855	192860	385720

Общая протяжённость трубопроводов тепловые сети ОАО «Бийскэнерго» отражена в таблице 1.4. составляет более 385 п.км. Из них 92 п.км магистральных трубопроводов и 293 п. км разводящих. С целью компенсации тепловых, линейных расширений на трубопроводах тепловых сетей. Применяются компенсаторы различных типов. В сетевом хозяйстве ОАО «Бийскэнерго» в основном распространены П-образные, сифонные, и сальниковые компенсаторы. Их количество превышает более 450 единиц на магистральных трубопроводах. Так же на обслуживание подразделения, как не отъемлемая часть элемента трубопроводов тепловых сетей, находятся более 5000 единиц запорной и регулирующей арматуры, 1051 единиц подземных сооружений (тепловых камер).

Устойчивые режимы работы системы централизованного теплоснабжения надежную и безопасную её эксплуатацию, поддержание заданных параметров в теплосетях в г. Бийске, обеспечивают подкачивающие насосные станции. Они выполняющих функции насосов второго и третьего подъема, создают бесперебойный циркуляционный режим продвижения теплоносителя в городской системе теплоснабжения.

Таблица 3 - Количество и типы насосного оборудования подкачивающих насосных станций ОАО «Бийскэнерго»

№ п/п	Количес тво, ед.	Тип насоса	Номинальные гидродинамические параметры		Частота вращения 1/мин
			Подача V, м ³ /ч	Напор H, м	
1	12	300 Д 90	1260	70	1450
2	8	СЭ 800-55-16	800	55	1480

Продолжение таблицы 3					
3	15	СЭ 1250-70-11	1250	70	1480
4	3	Д 1600-90	800	90	1480
5	2	Д 500-65А	500	53	1500
6	1	Д 630-90Б	420	32	1000
7	1	200 Д-90Б	480	31	1000
8	4	6 НДВ-50	320	50	1500
9	4	Д 320-50	320	38	1500
10	2	К 80-50-200	50	50	3000
Всего: 52 ед.					

ОАО «Бийскэнерго» является основным поставщиком тепловой энергии в г. Бийске. Численность абонентов присоединенных к тепловым сетям ОАО «Бийскэнерго» составляет 66,67 тыс. физических лиц, и 1011 юридических лиц. Контроль качества подаваемой тепловой энергии. Контроль за соблюдением режимов теплоснабжения и эффективностью работы теплофикационных установок. Контроль и учёт тепловой энергии. Выполнение энергосберегающих мероприятий контролируются специалистами «Управление теплоснабжения города» ОАО «Бийскэнерго», на 3860 тепловых вводах потребителя.

Оборудования тепловых сетей ОАО «Бийскэнерго», является составной частью всей системы централизованного теплоснабжения города г. Бийска.

1 ОПИСАНИЕ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

1.1 Характеристика существующей системы теплоснабжения

В настоящее время теплоснабжении пос. Сорокино осуществляется по открытой, зависимой схеме. Нагретая в источнике теплоты вода отбирается из подающего и обратного теплопроводов и затем подается к водоразборным кранам горячего водоснабжения для использования потребителем. Остальная часть горячей воды используется для отопления.

Протяженность теплосети от источника теплоснабжения:

- магистральная теплосеть пролегающая от теплового распределительного устройства ПВК до ПНС пос. Сорокино диаметром 600мм – 2569 м, и диаметром 300 мм – 5552 м;
- квартальные и межквартальные теплосети, проходящие от подкачивающей насосной станции до тепловых вводов абонентов диаметрами от 150 мм до 50 мм 1250м;
- магистральная теплосеть проложена в ровной лесистой местности и по протяженности всей длины от источника до потребителей перепад высоты не превышает 11 метров.

Магистральная теплосеть была проложена более 20 лет назад и обслуживалась муниципальными службами со слабым финансированием, это привело к тому, что теплоизоляция трубопроводов находится в критическом состоянии. На всем протяжении теплосети толщина теплоизоляционного слоя стала практически нулевой, а на некоторых участках вовсе отсутствует.

Потребительские теплосети так же находятся в неудовлетворительном состоянии. Более 50% теплоизоляция отсутствует полностью, ревизия запорной арматуры не проводится, что как следствие приводит к утечке теплоносителя. На некоторых участках абонентские сети лежат прямо на земле без всяких опор.

1.2 Анализ тепловых нагрузок посёлка Сорокино

Поселок Сорокино расположен в 10 километрах от города Бийска в лесистой местности. Площадь застройки всего земельного участка поселка довольно плотная. Дома расположены компактно. В поселке преимущественно построены дома, этажность которых не превышает 2х этажей. К высоким здания можно отнести здание поликлиники и здания общежитий этажность которых составляет 5 этажей. Степень благоустройства жилых и административных помещений предусматривают пользованием не только системой центрального отопления, но и системой горячего водоснабжения круглогодично.

По данным взятым из производственно технического отдела ОАО «Бийскэнерго» максимальная тепловая нагрузка пос. Сорокино при расчете на среднюю температуру самого холодного месяца -24°C (на основании СНиП2.01.01-82 от 1 января 1984 г) составляет:

- отопление $Q_{от} = 7,933 \text{ Гкал/ч}$;
- горячее водоснабжение $Q_{гвс} = 1,407 \text{ Гкал/ч}$;
- подпитка теплоносителя в теплосеть – $33,6 \text{ т/ч}$.

Нагрузка на систему приточной- вытяжной вентиляции административных зданий и жилых помещений отсутствует.

2 ПРОБЛЕММЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ ОАО «БИЙСКЭНЕРГО»

2.1 Гидравлическая неустойчивость

Для бесперебойного обеспечения теплом потребителей г. Бийска применена открытая система теплоснабжения. Основная особенность данной системы в том, что при водоразборе расход воды в обратном трубопроводе тепловой сети меньше расхода в подающем трубопроводе. С увеличением водоразбора уменьшается расход сетевой воды в обратной линии. С уменьшением водоразбора увеличивается расход сетевой воды в обратной линии. Для поддержания стабильного гидравлического режима в системе в связи с расходом сетевой воды в обратном трубопроводе, например, в ночное время эксплуатационный персонал вынужден дополнительно включать насосы на ПНС. Это приводит к дополнительным затратам на электроэнергию. Изменение водоразбора приводит к перераспределению расходов сетевой воды как в обратной так и в подающей линиях теплосети.

А как следствие системы, подъём давления в обоих трубопроводах. Резкие перепады давления в трубопроводах уменьшают их надёжность и провоцируют разрыв трубопровода. Влияние переменного расхода сетевой воды в тепловой сети приводит к повышению гидравлической неустойчивости системы. Это наглядно видно на графическом отображении суточных расходов, на рисунке 2.

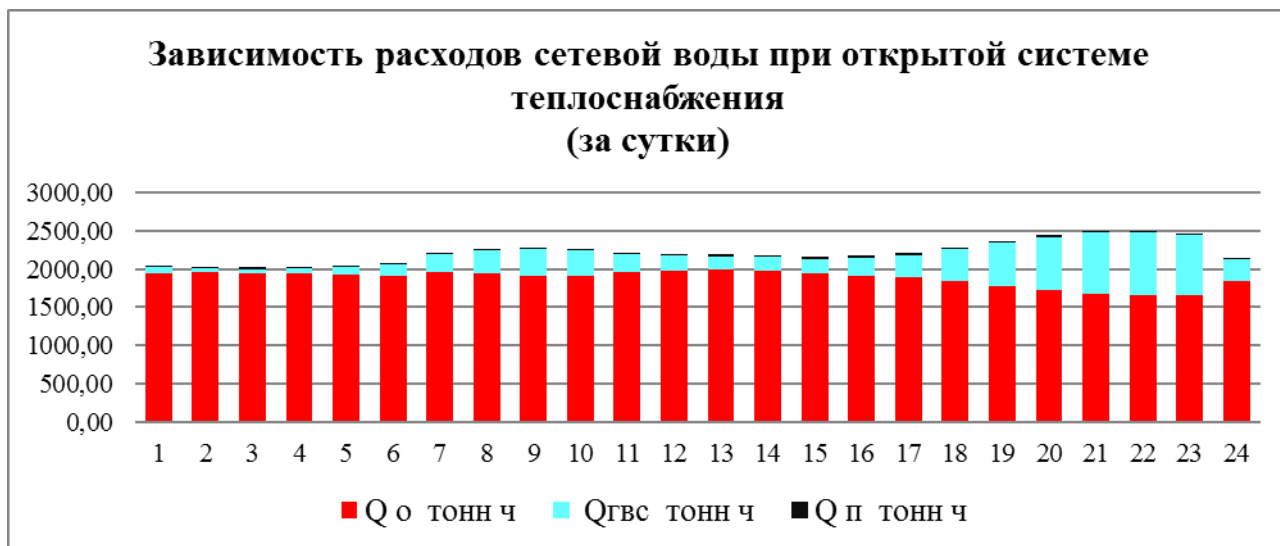


Рисунок 2 - Перераспределение расходов сетевой воды

Гидравлической неустойчивости системы приводит к изменению параметров на тепловых вводах абонентов, что затрудняет ввод в работу элеваторных узлов. Вследствие изменения параметров, теплоноситель, через приёмную камеру элеватора, проваливается и попадает в обратный трубопровод, циркулируя по малому кругу. Во избежание подобных явлений потребитель вынужден закрывать приёмную камеру элеватора. А для обеспечения теплом в необходимом количестве жилых зданий увеличивать размер сопла. Все это отражается на гидравлической системе в целом и приводит к:

- отсутствию резерва пропускной способности тепловых сетей;
- перегруженности тепловой сети;
- дополнительными расходами на электроэнергию в связи с перекачкой увеличенных расходов сетевой воды.

2.2 Ограничение пределов допустимых режимов работы системы центрального теплоснабжения

Чем неустойчивее система, тем больше влияние гидравлического режима всей системы на гидравлический режим отдельных абонентских установок. В системе теплоснабжения г Бийска применена зависимая схема присоединения теплопотребляющих установок абонентов к тепловой сети. Особенности этой схемы в том, что теплоноситель из тепловой сети поступает непосредственно в установки отопления. При зависимой схеме присоединения давление в установке отопления зависит от давления в тепловой сети. Недостатком зависимой схемы присоединения является жёсткая гидравлическая связь тепловой сети с приборами отопления, имеющим пониженную механическую прочность, что ограничивает пределы допускаемых режимов работы системы центрального теплоснабжения. В применявшихся в отопительной технике нагревательных приборах (радиаторах) допустимое давление 0,6 МПа; превышение указанного давления приведёт к разрыву нагревательного прибора. Это снижает надёжность и усложняет эксплуатацию системы теплоснабжения, так как при большей протяжённости тепловых сетей и большом числе присоединённых абонентских установок с разнородной тепловой нагрузкой расходы воды в сети и связанные с ними потери давления могут изменяться в широких пределах. При этом уровень давлений в сети может превысить предел, допустимый для абонентских установок. Даже в тех случаях, когда разность между допустимым давлением в теплопотребляющих приборах абонентов и расчётным давлением в тепловой сети невелика, даже небольшое превышение давления в тепловой сети (в данном случае имеется в виду давление в обратном трубопроводе тепловой сети, поскольку она определяет давление в абонентских установках), вызванное, например, аварийным отключением насоса на ПНС или непроизвольным перекрытием клапана в сети, приведут к разрыву приборов в отопительных установках абонента.

2.3 Расход электроэнергии на эксплуатацию насосного оборудования

Одна из задач поставленная руководством ОАО «Бийскэнерго» перед персоналом эксплуатирующих тепловые сети – систематически улучшать технико-экономические показатели работы системы транспорта и распределения тепловой энергии (тепловых сетей) путём внедрения наиболее эффективных режимов транспорта и распределения тепловой энергии, применение новых, более совершенных видов оборудования с целью уменьшения потерь.

Из проведённого анализа себестоимости товарной продукции тепловых сетей ОАО «Бийскэнерго» видно, что 25 % - это затраты на содержание и эксплуатацию тепловых сетей (Рисунок 3). Из них 24 % составляют затраты на покупку электроэнергии на технологические цели, что за 2014 г составило 80 000 000 рублей.

Такие большие затраты электроэнергии на технологические цели вызваны отсутствием какого либо регулирования при эксплуатации оборудования тепловых сетей. Насосное оборудование работает с номинальной мощностью круглосуточно.

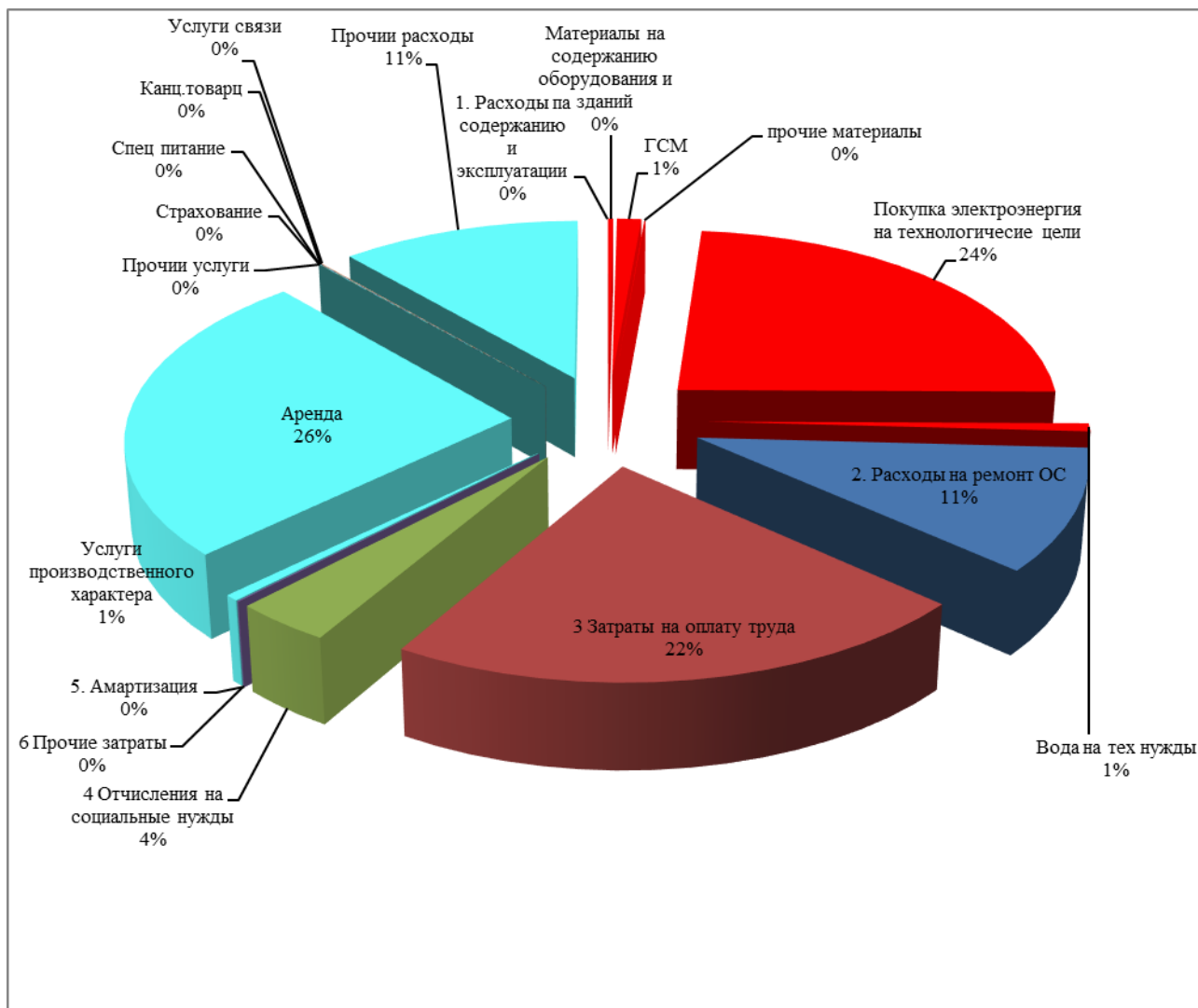


Рисунок 3 - Анализ себестоимости ОАО «Бийскэнерго» по элементам затрат 2014 г.

2.4 Аварии при эксплуатации оборудования тепловых сетей

Масштабное строительство тепловых сетей в г. Бийске начинается 1968 г. К 1980 году было построено 17 километров магистральных сетей, к 1983 году 30 километров, к 1985 году 45 километров. С того времени серьезного строительства строительства не велось. Во времена перестройки имущество тепловых сетей передавалось от одного собственника к другому. Основная их задача была в получении прибыли при меньших затратах. Поэтому вопросы эксплуатации, ремонта, замены физически изношенного оборудования уходили

на второй план. Некоторое оборудование тепловых сетей эксплуатируется и по нынешний день.

На сегодняшний остро стоит вопрос технического перевооружения. Оборудование тепловых сетей часто даёт сбой, приводят аварийным ситуациям. Обрыв тарелок уплотнения в запорной арматуре, внезапные отказы насосного оборудования, порывы магистральных трубопроводов, всё это является причиной резкого изменения давления в трубопроводах, а как следствие приводит к гидравлическим ударам.

2.5 Варианты решения проблем эксплуатации тепловых сетей

Изучив проблему эксплуатации тепловых сетей можно прийти к выводу что решение многих выше перечисленных проблем можно решить путем перевода открытой системы теплоснабжения на закрытую.

Закрытая система теплоснабжения заключается в том, что после отдачи теплоты в абонентских установках теплоноситель должен быть возвращен источнику тепла. В крупных системах централизованного теплоснабжения применяются центральные тепловые пункты (ЦТП). На этих пунктах осуществляется присоединение теплопотребляющих установок к тепловой сети.

ЦТП размещаются в отдельных, предназначенных для этой цели зданиях на некотором удалении от обслуживаемых зданий квартала или микрорайона с целью изоляции последних от шума и вибраций, создаваемых насосными установками. В ЦТП устанавливаются: блок (или блоки) подогревателей горячего водоснабжения, подогреватели отопления (при независимой схеме), групповая смесительная установка сетевой воды, подкачивающие насосы холодной водопроводной, а при необходимости и сетевой воды, авто-регулирующие и контрольно-измерительные приборы. Применение ЦТП упрощает эксплуатацию вследствие уменьшения количества узлов обслуживания и повышает комфорт в теплоснабжаемых зданиях

благодаря выносу всех насосных установок, являющихся источником шума, в изолированные помещения ЦТП.

При применении ЦТП, с одной стороны, уменьшаются начальные затраты на сооружение подогревательной установки горячего водоснабжения, насосных установок и авто-регулирующих устройств благодаря увеличению их единичной мощности и сокращению количества элементов оборудования, но, с другой — возрастают начальные затраты на сооружение и эксплуатацию распределительной сети между ЦТП и отдельными зданиями, так как вместо двухтрубной сети приходится сооружать на этих участках четырехтрубную или как минимум трехтрубную сеть (при отказе от циркуляции воды в системе горячего водоснабжения), что еще больше увеличивает потери теплоты и воды в системе горячего водоснабжения.

В закрытых системах теплоснабжения установки горячего водоснабжения присоединяются к тепловой сети только через водоводяные подогреватели, т.е. по независимой схеме.

При независимых схемах присоединения давление в местной системе не зависит от давления в тепловой сети. При независимой схеме снижаются утечки сетевой воды и легче обнаружить возникающие в процессе эксплуатации повреждения в системе теплоснабжения. Поэтому по условиям надежности работы систем теплоснабжения крупных городов независимая схема присоединения более предпочтительна.

При присоединение отопительных установок к тепловой сети осуществляется через ЦТП, можно ограничиться одним общим смесительным насосом на группу зданий, чем обеспечивается автономная циркуляция воды в отопительных установках.

2.6 Принцип работы закрытой системы теплоснабжения

Из подающей линии тепловой сети теплоноситель (вода) проходит через теплообменный аппарат, в котором она нагревает вторичный теплоноситель (воду), циркулирующую в отопительной установке абонента. Отдав тепло в нагревательных приборах абонента теплоноситель возвращается в обратную линию тепловой сети. Циркуляция воды в местной отопительной установке осуществляется насосом. Подпитка системы осуществляется холодной водой из водопровода, через регулятор давления задачей которого является поддержание заданного постоянного давления на абонентском вводе, вода проходит через подогреватель в котором она нагревается сетевой водой, и затем поступает в местную систему горячего водоснабжения.

Водопроводная вода, поступающая в установки горячего водоснабжения, при закрытой системе теплоснабжения, не имеет прямого контакта с сетевой водой, так как подогрев водопроводной воды осуществляется на центральных тепловых пунктах в поверхностных теплообменных аппаратах.

Преимущество закрытой системы - гидравлическая изолированность водопроводной воды, поступающей в установки горячего водоснабжения, от воды, циркулирующей в тепловой сети.

С гидравлической изолированностью водопроводной воды от сетевой установки горячего водоснабжения, чрезвычайно прост: санитарный контроль системы благодаря короткому пути прохождения водопроводной воды от ввода в здание до водоразборного крана; контроль герметичности теплофикационной системы, который проводится по расходу подпитки.

3 РАСЧЁТ ТЕПЛОВЫХ ПОТЕРЬ

При транспортировке тепла по трубам возникают линейные $Q_{\text{л}}$ и местные тепловые потери. Линейные потери тепла по длине прямых или криволинейных (повороты, отводы, колена П-образных компенсаторов) участков труб определяется по формуле:

$$Q_{\text{л}} = q \cdot l, \text{ Вт}, \quad (1)$$

где q – удельные тепловые потери, Вт/м, которые принимаются согласно [19, таблица. 2,]

l – длина трубопровода, м.

Местные тепловые потери возникают в результате стока тепла через опорные конструкции, фланцевые соединения, запорно-регулирующую арматуру, сальниковые компенсаторы и прочие фасонные изделия. Эти потери определяются приближенно и различными способами. Принимаются для подземной канальной и надземной прокладок равным 1,2 при диаметрах трубопроводов до 150 мм и 1,15 при диаметрах 150 мм и более, а также при всех диаметрах бесканальной прокладки.

Полные тепловые потери в тепловых сетях рассчитываются по следующей формуле

$$Q = Q_{\text{л}} + Q_{\text{м}} = q \cdot l + q \cdot l_{\text{с}} = q \cdot l_{\text{пр}}, \text{ Вт}. \quad (2)$$

Расход теплоносителя для существующего температурного графика 130/70 °С по формуле

$$G_{\text{тн}} = \frac{(Q_{\text{от}} + Q_{\text{гвс}}) \cdot 1000}{(t_1 - t_2)}, \text{ м}^3 / \text{ч}, \quad (3)$$

где $Q_{\text{от}}$ и $Q_{\text{гвс}}$ – тепловая нагрузка на отопление и гвс;

t_1 и t_2 – температура в подающем и обратном трубопроводе; $G_{\text{тн}} = \frac{1000}{(130 - 70)} \cdot 9,3415 = 155,6, \text{ м}^3 / \text{ч}$ (4)

3.1 Расчет тепловых потерь в подающем трубопроводе

При условном диаметре $d_v = 0,6 \text{ м}$ удельные тепловые потери составят $q = 138,3 \text{ Вт / м}$ [16, приложение 8].

(5)

Протяженность участка $L_{np} = 2569 \text{ м}$.

Полные тепловые потери на данном участке

$$Q = q \cdot L_{np} = 138,3 \cdot 2569 = 355,3 \text{ кВт} . \quad (6)$$

При условном диаметре $d_v = 0,3 \text{ м}$ удельные тепловые потери составят $q = 80,6 \text{ Вт / м}$ [16, приложение 8].

Протяженность участка $L_{np} = 5552 \text{ м}$.

Полные тепловые потери на данном участке

$$Q = q \cdot L_{np} = 80,6 \cdot 5552 = 447,5 \text{ кВт} . \quad (7)$$

3.2 Расчет тепловых потерь в обратном трубопроводе

При условном диаметре $d_v = 0,6 \text{ м}$ удельные тепловые потери составят $q = 83,5 \text{ Вт / м}$ [16, приложение 8].

Протяженность участка $L_{np} = 2569 \text{ м}$.

Полные тепловые потери на данном участке

$$Q = q \cdot L_{np} = 83,5 \cdot 2569 = 214,5 \text{ кВт} \quad (8)$$

При условном диаметре $d_v = 0,3 \text{ м}$ удельные тепловые потери составят $q = 47,1 \text{ Вт / м}$ [16, приложение 8].

Протяженность участка $L_{np} = 5552 \text{ м}$.

Полные тепловые потери на данном участке

$$Q = q \cdot L_{np} = 47,1 \cdot 5552 = 261,5 \text{ кВт} \quad (9)$$

Суммарные тепловые потери подающего и обратного трубопровода:

$$Q = 355,3 + 447,5 + 214,5 + 261,5 = 1278,8 \text{ кВт} \quad (10)$$

3.3 Выбор температурноо графика

Принимаем температурный график 120/70 С°. В связи с тем, что приняли в температурном графике температуру подающего трубопровода ниже существующего графика на 10 С° увеличиваем скорость теплоносителя в теплосети тем самым компенсируем это понижение температуры. В дальнейшем это понижение температурного графика позволит нам сократить тепловые потери в теплосети. А увеличение расхода электроэнергии на работу насосов для создания более высоких скоростей теплоносителя, не значительно.

Расход теплоносителя для принятого температурного графика
120/70 °С

$$G_{тн} = \frac{(Q_{от} + Q_{гвс}) * 1000}{(t_1 - t_2)}, m / ч, \quad (11)$$

где $Q_{от}$ и $Q_{гвс}$ – тепловая нагрузка на отопление и гвс;
 t_1 и t_2 – температура в подающем и обратном трубопроводе;

$$G_{тн} = \frac{1000}{(120 - 70)} * 9,3415 = 186,8 m / ч. \quad (12)$$

3.4 Пересчёт тепловых потерь подающего трубопровода по температурному графику 120/70°С

При условном диаметре $d_v = 0,6 м$ удельные тепловые потери составят $q = 127,7 Вт / м$ [16, приложение 8].

(13)

Протяженность участка $L_{np} = 2569 м$.

Полные тепловые потери на данном участке

$$Q = q \cdot L_{np} = 127,7 \cdot 2569 = 328,06 кВт. \quad (14)$$

При условном диаметре $d_v = 0,3 м$ удельные тепловые потери составят $q = 74,4 Вт / м$ [16, приложение 8].

Протяженность участка $L_{np} = 5552 м$.

Полные тепловые потери на данном участке

$$Q = q \cdot L_{\text{пр}} = 74,4 \cdot 5552 = 413,06 \text{ кВт} . \quad (15)$$

3.5 Пересчёт тепловых потерь обратного трубопровода по температурному графику 120/70°C

При условном диаметре $d_v = 0,6 \text{ м}$ удельные тепловые потери составят $q = 83,5 \text{ Вт / м}$ [16, приложение 8].

Протяженность участка $L_{\text{пр}} = 2569 \text{ м}$.

Полные тепловые потери на данном участке

$$Q = q \cdot L_{\text{пр}} = 83,5 \cdot 2569 = 214,51 \text{ кВт} \quad (16)$$

При условном диаметре $d_v = 0,3 \text{ м}$ удельные тепловые потери составят $q = 47,1 \text{ Вт / м}$ [16, приложение 8].

Протяженность участка $L_{\text{пр}} = 5552 \text{ м}$.

Полные тепловые потери на данном участке

$$Q = q \cdot L_{\text{пр}} = 47,1 \cdot 5552 = 261,5 \text{ кВт} \quad (17)$$

Суммарные тепловые потери подающего и обратного трубопровода:

$$Q = 328,06 + 413,06 + 214,51 + 261,5 = 1217,13 \text{ кВт} \quad (18)$$

4 РАСЧЁТ ТОЛЩИНЫ ТЕПЛОВОЙ ИЗОЛЯЦИИ

4.1 Расчет толщины тепловой изоляции, для трубы с наружным диаметром 325 мм.

Тепловой расчет проводится с целью определения толщины тепловой изоляции при данном виде прокладки и известном коэффициенте теплопроводности материала по нормируемой плотности теплового потока.

Расчет произведен по методике, приведенной [18].

1) Суммарное термическое сопротивление слоя изоляции и других дополнительных термических сопротивлений на пути теплового потока, для подающего и обратного трубопровода:

$$R_{tot} = \frac{t_w - t_e}{q_e \cdot k_1}, \quad (19)$$

где q_e - нормированная линейная плотность теплового потока, Вт/м, принимаемая по приложениям 4-8 [18];

t_w - средняя за период эксплуатации температура теплоносителя, при расчетных параметрах теплоносителя 120-70;

t_e - среднегодовая температура окружающей среды; при подземной прокладке - среднегодовая температура грунта, + 2°C;

K_1 - коэффициент географического положения (для Западной Сибири 1,2).

$$R_{tot}^1 = \frac{t_w - t_e}{q_e \cdot k_1}, \quad (20)$$

$$R_{tot}^1 = \frac{120 - 2}{74,4 \cdot 1,2} = 1,32 \text{ м}^2 \cdot ^\circ\text{C} / \text{Вт}.$$

Найдем суммарное термическое сопротивление слоя изоляции и других дополнительных термических сопротивлений на пути теплового потока, для подающего и обратного трубопровода, для трубы с наружным диаметром 325 мм.

$$R_{tot}^2 = \frac{t_w - t_e}{q_e \cdot k_1}, \quad (21)$$

$$R_{tot}^2 = \frac{70 - 2}{47,1 \cdot 1,2} = 1,2 \text{ м}^2 \cdot ^\circ\text{C} / \text{Вт}$$

где R_{tot}^1 - суммарное термическое сопротивление слоя изоляции и других дополнительных термических сопротивлений на пути теплового потока, для подающего трубопровода;

R_{tot}^2 - суммарное термическое сопротивление слоя изоляции и других дополнительных термических сопротивлений на пути теплового потока, для обратного трубопровода.

2) Термическое сопротивление поверхности изоляционного слоя, $\text{м}^2\text{C}/\text{Вт}$, определяемое по формуле:

$$R_{nc} = \frac{1}{\alpha_e \pi (d + 0,1)}, \quad (22)$$

где α_e - коэффициент теплоотдачи с поверхности тепловой изоляции в окружающий воздух, $\text{Вт}/(\text{м}^2\text{C})$; согласно [18, приложение 9] при прокладке в каналах $\alpha_e = 8 \text{ Вт}/(\text{м}^2\text{C})$;

d - наружный диаметр трубопровода, м;

$$R_{nc} = \frac{1}{\alpha_e \pi (d + 0,1)}, \quad (23)$$

$$R_{nc} = \frac{1}{8 \cdot 3,14 \cdot (0,325 + 0,1)} = 0,09 \text{ м}^2\text{C} / \text{Вт}$$

3) Термическое сопротивление поверхности канала определяемое по формуле

$$R_{пк} = \frac{1}{\alpha_e \pi \cdot d_{вэ}}, \quad (24)$$

где α_e - коэффициент теплоотдачи от воздуха к внутренней поверхности канала; $\alpha_e = 8 \text{ Вт} / (\text{м}^2 \text{ C})$;

$d_{вэ}$ - внутренний эквивалентный диаметр канала, м, определяемый по формуле

$$d_{BЭ} = \frac{4F}{P}, \text{ м}, \quad (25)$$

где F - внутреннее сечение канала, м²;

P - периметр сторон по внутренним размерам, м;

$$d_{BЭ} = \frac{4F}{P} \quad (26)$$

$$d_{BЭ} = \frac{4 \cdot 0,91}{4} = 0,91 \text{ м}$$

$$R_{нк} = \frac{1}{\alpha_e \pi \cdot d_{BЭ}} \quad (27)$$

$$R_{нк} = \frac{1}{8 \cdot 3,14 \cdot 0,91} = 0,04 \text{ м}^2\text{°C} / \text{Вт}$$

4) Термическое сопротивление стенки канала определяется по

$$\text{формуле } R_k = \frac{1}{2\pi\lambda_{ст}} \ln \frac{d_{HЭ}}{d_{BЭ}} \quad (28)$$

где $\lambda_{ст}$ – теплопроводность стенки канала, для железобетона

$$\lambda_{ст} = 2,04 \text{ Вт}/(\text{м}^2\text{°C});$$

$d_{HЭ}$ - наружный эквивалентный диаметр канала, определяемый по наружным размерам канала, м;

$$d_{HЭ} = \frac{4F}{P} \quad (29)$$

$$d_{HЭ} = \frac{4 \cdot 1,35}{4,8} = 1,125 \text{ м}$$

$$R_k = \frac{1}{2\pi\lambda_{ст}} \ln \frac{d_{HЭ}}{d_{BЭ}} \quad (30)$$

$$R_k = \frac{1}{2 \cdot 3,14 \cdot 2,04} \ln \frac{1,125}{0,91} = 0,02 \text{ м}^2\text{°C} / \text{Вт}$$

5) Термическое сопротивление грунта

$$R_{гр} = \frac{1}{2\pi\lambda_{гр}} \ln \left(\frac{2h}{d_{HЭ}} + \sqrt{\frac{4h^2}{d_{HЭ}^2} - 1} \right) \quad (31)$$

где h - глубина заложения оси трубопроводов, м;

$\lambda_{гр}$ – теплопроводность грунта, принято $\lambda_{гр}=2 \text{ Вт}/(\text{м}^2\text{°C});$

$$R_{cp} = \frac{1}{2\pi\lambda_{cp}} \ln \left(\frac{2h}{d_{HЭ}} + \sqrt{\frac{4h^2}{d_{HЭ}^2} - 1} \right) \quad (32)$$

$$R_{cp} = \frac{1}{2 \cdot 3,14 \cdot 2,04} \ln \left(\frac{2 \cdot 1}{1,04} + \sqrt{\frac{4 \cdot 1^2}{1,04^2} - 1} \right) = 0,09 \text{ } ^\circ\text{C} / \text{Вт} \cdot \text{м}.$$

6) Термическое сопротивление слоя изоляции, для подающего и обратного трубопровода

$$R_u^1 = R_{tot} - \sum R_i, \quad (33)$$

$$R_u^1 = 1,32 - 0,093 - 0,044 - 0,0204 - 0,09 = 1,07 \text{ } ^\circ\text{C} / \text{Вт} \cdot \text{м},$$

$$R_u^2 = R_{tot} - \sum R_i, \quad (34)$$

$$R_u^2 = 1,2 - 0,093 - 0,044 - 0,0204 - 0,09 = 0,95 \text{ } ^\circ\text{C} / \text{Вт} \cdot \text{м}.$$

7) Толщина тепловой изоляции:

$$\delta_{и}^i = \frac{d(e^{2\pi\lambda_{и}R_{и}} - 1)}{2}, \text{ м}, \quad (35)$$

где $\lambda_{и}$ - теплопроводность теплоизоляционного слоя, определяемая по [20], Вт/(м[°]С), маты из стеклянного штапельного волокна ГОСТ 10499-78 - $\lambda_1=0,058$ Вт/м[°]С, $\lambda_2=0,052$ Вт/м[°]С;

$$\delta_u^1 = \frac{d(e^{2\pi\lambda_{и}R_u} - 1)}{2} = \frac{0,325(e^{2 \cdot 3,14 \cdot 0,0576 \cdot 1,07} - 1)}{2} = 0,077 \text{ м};$$

$$\delta_u^2 = \frac{d(e^{2\pi\lambda_{и}R_u} - 1)}{2} = \frac{0,325(e^{2 \cdot 3,14 \cdot 0,052 \cdot 0,95} - 1)}{2} = 0,059 \text{ м}.$$

В соответствии с приложением 11 [18], по рассчитанным $\delta_{и}^1$ и $\delta_{и}^2$ принимаем: для подающего трубопровода – 80 мм, для обратного – 60 мм.

4.2 Расчет толщины тепловой изоляции для трубы с наружным диаметром 630 мм.

1) Суммарное термическое сопротивление слоя изоляции и других дополнительных термических сопротивлений на пути теплового потока, для подающего и обратного трубопровода

$$R_{tot} = \frac{t_w - t_e}{q_e \cdot k_1}, \quad (36)$$

где q_e - нормированная линейная плотность теплового потока, Вт/м, принимаемая по приложениям 4-8 [18];

t_w - средняя за период эксплуатации температура теплоносителя, которая при расчетных параметрах теплоносителя 120-70;

t_e - среднегодовая температура окружающей среды; при подземной прокладке - среднегодовая температура грунта, + 2°C;

K_1 - коэффициент географического положения (для Западной Сибири 1,2).

$$R_{tot}^1 = \frac{t_w - t_e}{q_e \cdot k_1}, \quad (37)$$

$$R_{tot}^1 = \frac{120 - 2}{127,7 \cdot 1,2} = 0,77 \text{ м}^2 \cdot ^\circ\text{C} / \text{Вт}$$

Найдем суммарное термическое сопротивление слоя изоляции и других дополнительных термических сопротивлений на пути теплового потока, для подающего и обратного трубопровода для трубы с наружным диаметром 630 мм.

$$R_{tot}^2 = \frac{t_w - t_e}{q_e \cdot k_1}, \quad (38)$$

$$R_{tot}^2 = \frac{70 - 2}{83,5 \cdot 1,2} = 0,68 \text{ м}^2 \cdot ^\circ\text{C} / \text{Вт},$$

где R_{tot}^1 - суммарное термическое сопротивление слоя изоляции и других дополнительных термических сопротивлений на пути теплового потока, для подающего трубопровода;

R_{tot}^2 - суммарное термическое сопротивление слоя изоляции и других дополнительных термических сопротивлений на пути теплового потока, для обратного трубопровода.

2) Термическое сопротивление поверхности изоляционного слоя, м²°C/Вт, определяемое по формуле

$$R_{nc} = \frac{1}{\alpha_e \pi (d + 0,1)} \quad (38)$$

где α_e - коэффициент теплоотдачи с поверхности тепловой изоляции в окружающий воздух, Вт/(м²°C); согласно [18, приложение 9] при прокладке в каналах $\alpha_e = 8$ Вт/(м²°C);

d - наружный диаметр трубопровода, м;

$$R_{nc} = \frac{1}{\alpha_e \pi (d + 0,1)}, \quad (39)$$

$$R_{nc} = \frac{1}{8 \cdot 3,14 \cdot (0,630 + 0,1)} = 0,05 \text{ м}^2 \text{°C} / \text{Вт}.$$

3) Термическое сопротивление поверхности канала определяемое по формуле

$$R_{пк} = \frac{1}{\alpha_e \pi \cdot d_{вэ}}, \quad (40)$$

где α_e - коэффициент теплоотдачи от воздуха к внутренней поверхности канала; $\alpha_e = 8$ Вт / (м²°C);

$d_{вэ}$ - внутренний эквивалентный диаметр канала, м, определяемый по формуле;

$$d_{вэ} = \frac{4F}{P}, \text{ м}, \quad (41)$$

где F - внутреннее сечение канала, м²;

P - периметр сторон по внутренним размерам, м;

$$d_{вэ} = \frac{4 \cdot 1,85}{5,7} = 1,3 \text{ м},$$

$$R_{пк} = \frac{1}{\alpha_e \pi \cdot d_{вэ}}, \quad (42)$$

$$R_{пк} = \frac{1}{8 \cdot 3,14 \cdot 1,3} = 0,03 \text{ м}^2 \text{°C} / \text{Вт}.$$

4) Термическое сопротивление стенки канала определяется по формуле:

$$R_k = \frac{1}{2\pi\lambda_{ст}} \ln \frac{d_{нэ}}{d_{вэ}} \quad (43)$$

Где $\lambda_{ст}$ – теплопроводность стенки канала, для железобетона

$$\lambda_{ст} = 2.04 \text{ Вт}/(\text{м}^2\text{°C});$$

$d_{HЭ}$ - наружный эквивалентный диаметр канала, определяемый по наружным размерам канала, м.

$$d_{HЭ} = \frac{4F}{P}, \quad (44)$$

$$d_{HЭ} = \frac{4 \cdot 3}{7,4} = 1,51 \text{ м},$$

$$R_k = \frac{1}{2\pi\lambda_{ст}} \ln \frac{d_{HЭ}}{d_{ВЭ}} \quad (45)$$

$$R_k = \frac{1}{2 \cdot 3,14 \cdot 2,04} \ln \frac{1,51}{1,3} = 0,02 \text{ м}^2\text{°C} / \text{Вт} \cdot \text{м}.$$

5) Термическое сопротивление грунта

$$R_{гр} = \frac{1}{2\pi\lambda_{гр}} \ln \left(\frac{2h}{d_{HЭ}} + \sqrt{\frac{4h^2}{d_{HЭ}^2} - 1} \right), \quad (46)$$

где h - глубина заложения оси трубопроводов, м;

$\lambda_{гр}$ – теплопроводность грунта, принято $\lambda_{гр}=2 \text{ Вт}/(\text{м}^2\text{°C})$;

$$R_{гр} = \frac{1}{2\pi\lambda_{гр}} \ln \left(\frac{2h}{d_{HЭ}} + \sqrt{\frac{4h^2}{d_{HЭ}^2} - 1} \right), \quad (47)$$

$$R_{гр} = \frac{1}{2 \cdot 3,14 \cdot 2,04} \ln \left(\frac{2 \cdot 1}{1,51} + \sqrt{\frac{4 \cdot 1^2}{1,51^2} - 1} \right) = 0,075 \text{ м}^2\text{°C} / \text{Вт} \cdot \text{м}.$$

6) Термическое сопротивление слоя изоляции, для подающего и обратного трубопровода:

$$R_u^1 = R_{tot} - \sum R_i, \quad (48)$$

$$R_u^1 = 0,77 - 0,054 - 0,031 - 0,0205 - 0,075 = 0,59 \text{ м}^2\text{°C} / \text{Вт} \cdot \text{м},$$

$$R_u^2 = R_{tot} - \sum R_i, \quad (49)$$

$$R_u^2 = 0,68 - 0,054 - 0,031 - 0,0205 - 0,075 = 0,49 \text{ м}^2\text{°C} / \text{Вт} \cdot \text{м}.$$

7) Толщина тепловой изоляции:

$$\delta_i = \frac{d(e^{2\pi\lambda_{и}R_{и}} - 1)}{2}, \text{ м}, \quad (50)$$

где $\lambda_{и}$ - теплопроводность теплоизоляционного слоя, определяемая по [20], Вт/(м°C), маты из стеклянного штапельного волокна ГОСТ 10499-78 - $\lambda_1=0,058$ Вт/м°C, $\lambda_2=0,052$ Вт/м°C;

$$\delta_u^1 = \frac{d(e^{2\pi\lambda_u R_u} - 1)}{2} = \frac{0,630(e^{2\cdot 3,14\cdot 0,0576\cdot 0,59} - 1)}{2} = 0,075 \text{ м},$$

$$\delta_u^2 = \frac{d(e^{2\pi\lambda_u R_u} - 1)}{2} = \frac{0,630(e^{2\cdot 3,14\cdot 0,052\cdot 0,5} - 1)}{2} = 0,056 \text{ м}.$$

В соответствии с [18, приложение 11], по рассчитанным $\delta_{и}^1$ и $\delta_{и}^2$ принимаем: для подающего трубопровода – 80мм, для обратного – 60 мм.

5 РАСЧЕТ РАСХОДА ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ

5.1 Расчет расхода теплоносителя

Расход теплоносителя для существующего температурного графика 130/70 °С

$$G_{тн} = \frac{(Q_{от} + Q_{гвс}) * 1000}{(t_1 - t_2)}, (м / ч); \quad (51)$$

где $Q_{от}$ и $Q_{гвс}$ – тепловая нагрузка на отопление и гвс ;
 t_1 и t_2 – температура в подающем и обратном трубопроводе;

$$G_{тн} = \frac{1000}{(130 - 70)} * 9,3415 = 155,6, м / ч; \quad (52)$$

5.2 Расчет объёма сетевой воды

Объем сетевой воды в трубопроводе

$$V = \frac{\pi d^2}{4} * L (м^3), \quad (53)$$

где d - диаметр трубопровода (м);
 L - протяжённость трубопровода (м).

В подающем трубопроводе

$$V = \frac{3,14 * (0,6)^2}{4} * 2569 = 725,9, (м^3), \quad (54)$$

$$V = \frac{3,14 * (0,3)^2}{4} * 5552 = 392,5, (м^3).$$

В обратном трубопроводе

$$V = \frac{3,14 * (0,6)^2}{4} * 2569 = 725,9, м^3, \quad (55)$$

$$V = \frac{3,14 * (0,3)^2}{4} * 5552 = 392,5, м^3. \quad (56)$$

Общий объем воды в трубопроводе

$$V_{общ} = (725,9 + 392,5) * 2 = 2236,8, м^3. \quad (57)$$

6 ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЁТ

Основной задачей гидравлического расчета является определение диаметров трубопроводов, а также потерь давления на участках тепловых сетей.

По результатам гидравлических расчетов разрабатывают гидравлические режимы систем теплоснабжения, подбирают сетевые и подпиточные насосы, авторегуляторы, дроссельные устройства, оборудование тепловых пунктов.

При движении теплоносителя по трубам полные потери давления ΔP складываются из потерь давления на трение $\Delta P_{\text{л}}$ и потерь давления в местных сопротивлениях $\Delta P_{\text{м}}$

$$\Delta P = \Delta P_{\text{л}} + \Delta P_{\text{м}}. \quad (58)$$

Потери давления на трение $\Delta P_{\text{л}}$ определяют по формуле $\Delta P_{\text{л}} = RL$,
где R – удельные потери давления, Па/м, определяемые по формуле

$$R = \frac{\lambda \rho \omega^2}{d^5}, \text{ Па/м}, \quad (59)$$

где λ – коэффициент гидравлического трения;

d – внутренний диаметр трубопровода, м;

ρ – плотность теплоносителя, кг/м³;

ω – скорость движения теплоносителя, м/с;

L – длина трубопровода, м.

Потери давления в местных сопротивлениях $\Delta P_{\text{м}}$ определяют по

$$\text{формуле } \Delta P_{\text{м}} = \sum \xi \frac{\rho \omega^2}{2}$$

(60)

где $\sum \xi$ – сумма коэффициентов местных сопротивлений.

Потери давления в местных сопротивлениях могут быть определены по формуле

$$\Delta P_{\text{м}} = R_{\text{э}} L_{\text{э}}, \quad (61)$$

где L_{Σ} – эквивалентная длина местных сопротивлений, которую определяют по формуле

$$L_{\Sigma} = \sum \xi \frac{d}{\lambda}. \quad (62)$$

Скорость теплоносителя на каждом участке, рассчитывают по формуле

$$\omega_B = \frac{4 \cdot G_B \cdot \nu_{B.BX}}{\pi \cdot d_{BH}^2}, \text{ м/с}, \quad (63)$$

где $\nu_{B.BX} = 0,0011 \text{ м}^3 / \text{кг}$ – удельный объем воды;

G_B – расход воды в участке, кг/с;

d_{BH} – внутренний диаметр участка, м;

ω_B – скорость воды в участке, м/с.

Результаты гидравлических расчетов трубопроводов приведены в таблицах приложения А и Б

Расчет потери давления ΔP кПа в водоподогревателях определяется по формуле

$$\Delta P = \varphi B (33 - 0,08 t_{\text{ср}}) \omega_{\text{нагр}}^{1,75} * X, \text{ кПа} \quad (64)$$

где φ – коэффициент, учитывающий накипеобразование, который равен единице;

B – коэффициент, зависящий от типа пластины, для пластин типа РС 0,5 равен 3.

$$\Delta P = 1 * 3 (33 - 0,08 * 95) 0,52^{1,75} * 1 = 29,7, \text{ кПа}. \quad (65)$$

7 ПОСТРОЕНИЕ ПЬЕЗОМЕТРИЧЕСКИХ ГРАФИКОВ

Пьезометрический график дает наглядное представление о давлении или напоре в любой точке тепловой сети.

Пьезометрический график строится по всей длине тепловой сети, то есть тепловую сеть вытягиваем в одну линию (главную магистраль и ответвления). Построение пьезометрического графика на основании данных гидравлического расчета выполняется в следующей последовательности:

- 1 Вычерчиваем профиль местности (по геодезическим отметкам на генплане) и наносим отметки высот характерных зданий.
- 2 Проводим линию статического напора $H_{ст}$, обеспечивающего заполнение системы водой (на 5-10 м выше самого высокого абонента).
- 3 Устанавливаем предельное положение пьезометрического графика обратного трубопровода в динамическом режиме, исходя из того, что: максимальный пьезометрический напор не должен превышать 60 м в радиаторах нижних этажей зданий.
- 4 Из точки А проводим линию падения давления по напору, обратную линии тепловой сети от ТЭЦ до конечного абонента, где действительный уклон пьезометрической линии обратного трубопровода определяется по данным гидравлического расчета. Падение давления в главной магистрали тепловой сети равномерное, поэтому точку А соединяем с точкой В прямой. В действительности на ответвлениях от главной магистрали наблюдается некоторое незначительное падение давления на преодоление дополнительного сопротивления (поворот). Но его учитываем в гидравлическом расчете главной магистрали.
- 5 Строим линию потерь напора у концевого абонента.
- 6 Строим пьезометр для подающего трубопровода и линию потерь напора в теплоподготовительной установке (на ТЭЦ), которые принимаем 25 м.

Построенные графики приведены в приложениях В и Г.

8 РАСЧЁТ П – ОБРАЗНОГО КОМПЕНСАТОРА

Компенсаторы должны иметь достаточную компенсирующую способность Δl_k для восприятия температурного удлинения участка трубопровода между неподвижными опорами, при этом максимальные напряжения в радиальных компенсаторах не должны превышать допускаемых (110 МПа). Необходимо также определить реакцию компенсатора, используемую при расчетах нагрузок на неподвижные опоры. Тепловое удлинение расчетного участка трубопровода ΔL , мм, определяют по формуле [18]

$$\Delta L = \alpha \Delta t L, \quad (66)$$

где α - средний коэффициент линейного расширения стали, мм/(м° С) для типовых расчетов можно принять $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-2}$ мм/(м°С);

Δt - расчетный перепад температур, определяемый по формуле

$$\Delta t = t_1 - t_0, \quad (67)$$

где t_1 - расчетная температура теплоносителя, °С;

t_0 - расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления, °С;

L - расстояние между неподвижными опорами, м.

$$\Delta t = 120 - (-38) = 158 \text{ } ^\circ\text{C},$$

Для расчетного участка теплосети

$$\Delta L = 1,2 \cdot 10^{-2} \cdot 158 \cdot 120 = 227 \text{ мм.},$$

Вычисляем расчетное тепловое удлинение по формуле

$$\Delta x = \varepsilon \cdot \Delta l, \quad (68)$$

где ε - коэффициент, учитывающий релаксацию компенсационных напряжений и предварительную растяжку компенсатора в размере 50 % полного теплового удлинения Δl , то есть $\varepsilon = 0.5$.

По наружному диаметру трубопровода на участке d_n и по Δx подбираем компенсаторы с определенными значениями спинки B и вылета H , причем $B = H$

$$\Delta x = 0,5 \cdot 227 = 113,8 \text{ мм},$$

Из справочных данных [18] подбираем П-образный компенсатор с гнутыми отводами. Вылет компенсатора 3,6 м, компенсирующая способность 260 мм.

Схема компенсатора для трубопровода с наружным диаметром 325мм приведена на рисунке 4

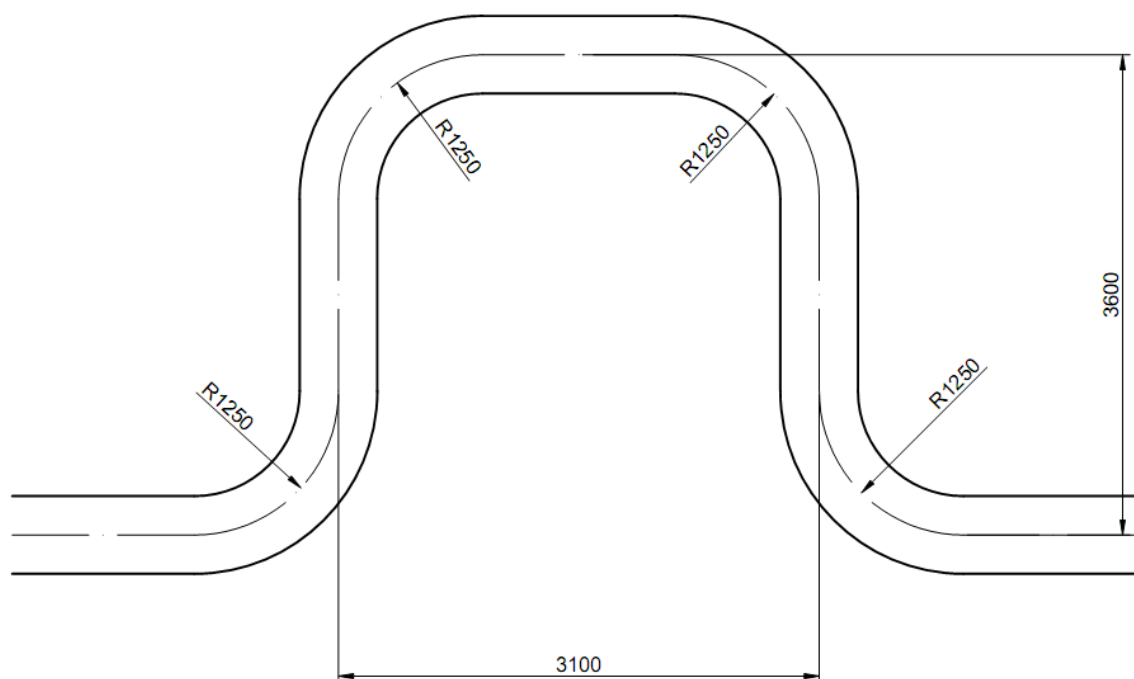


Рисунок 4 - Схема П-образного компенсатора

9 РАСЧЁТ И ПОДБОР ОПОР

При сооружении теплопроводов применяются опоры двух типов:

- 1) подвижные
- 2) неподвижные

Неподвижные опоры предназначены для фиксации положения теплопровода в определенных точках, а также восприятия усилий, возникающих в местах фиксации под действием температурных деформаций и внутренних давлений.

Неподвижное закрепление трубопроводов выполняют различным конструкциями в зависимости от способа прокладки сетей.

Разделяют: лобовые, щитовые, хомутовые опоры.

Подвижные опоры предназначены для восприятия веса участка теплопровода и обеспечивает свободное перемещение этих участков под действием температурных деформаций. Схема нагрузок на опоры изображены на рисунке 5

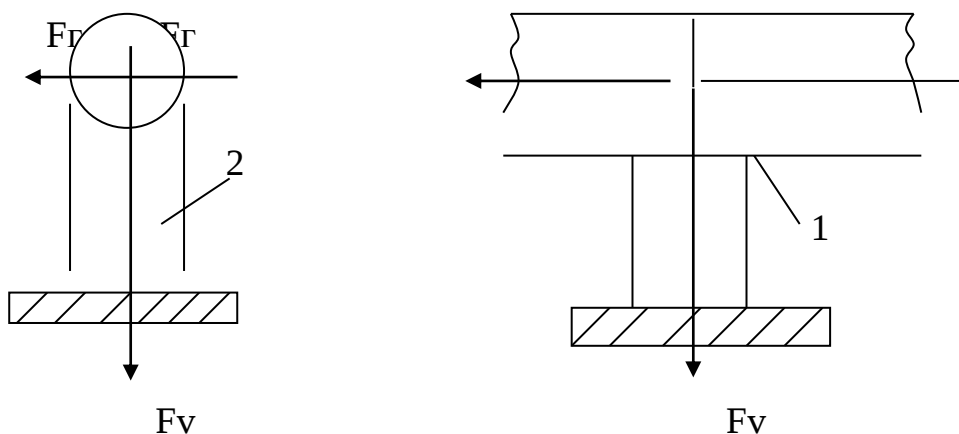


Рисунок 5 - Схема нагрузок на опоры

1 – труба; 2 – подвижная опора трубы; F_v – вертикальная нагрузка, Н; F_g – горизонтальная нагрузка, Н.

Вертикальную нормативную нагрузку на подвижную опору F_v , Н, следует согласно [1] определять по формуле

$$F_v = G \cdot L_{\phi} \quad (69)$$

где G – вес одного метра трубопровода в рабочем состоянии включающий вес трубы, теплоизоляционной конструкции и воды, Н/м;

L_{ϕ} – пролет между подвижными опорами, м.

Найдем вертикальную нормативную нагрузку на подвижную опору F_v , Н, для трубопровода с наружным диаметром 630мм по формуле [18]

$$F_v = 4786 \cdot 10 = 47860 \text{ Н.}$$

Определяем горизонтальную нагрузку для трубопровода с наружным диаметром 630 согласно формуле [18]

$$F_{\Gamma} = F_v \cdot \mu \quad (70)$$

где μ – коэффициент трения $\mu = 0.3$;

$$F_{\Gamma} = 47860 \cdot 0.3 = 14358 \text{ Н.}$$

Найдем вертикальную нормативную нагрузку на подвижную опору F_v , Н, для трубопровода с наружным диаметром 325мм по формуле [18]

$$F_v = 1670 \cdot 10 = 16700 \text{ Н.}$$

Определяем горизонтальную нагрузку для трубопровода с наружным диаметром 325мм согласно формуле [18]

$$F_{\Gamma} = F_v \cdot \mu \quad (71)$$

где μ – коэффициент трения $\mu = 0.3$;

$$F_{\Gamma} = 16700 \cdot 0.3 = 5010 \text{ Н.}$$

10 ПОДБОР ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ЦТП

10.1 Оборудование ЦТП

При переходе на закрытую систему теплоснабжения п. Сорокино целесообразно в помещение действующей подкачивающей насосной станции переоборудовать в центральный тепловой пункт из тех соображений, что здание расположено географически выгодно к потребителям пользующихся центральным теплоснабжением. Еще одно преимущество заключается в том, что здание построено из железобетонных конструкций и подходит для размещения в нем центрального теплового пункта. Этим самым снизит экономические затраты на постройку здания под ЦТП.

В оборудование ЦТП входят следующие элементы:

- подогреватель горячего водоснабжения;
- теплообменный аппарат системы отопления;
- насосы сетевой воды;
- насосы ГВС;
- приборы учета тепловой энергии;
- регуляторы давления;
- манометры;
- термометры;
- щиты системы автоматизации;
- электрооборудование.

Для более детального подбора оборудования для ЦТП произведем расчет теплообменных аппаратов для системы ГВС и отопления. Систему отопления монтируем закрытую, независимую. Система ГВС закрытая с параллельным присоединением.

10.2 Расчет теплообменного аппарата на отопление

Параметры для расчёта теплообменного аппарата:

- тепловая нагрузка -7,433 Гкал/час;

- температурный график:

$t_1 - 120\text{ }^{\circ}\text{C}$, $t_1 - 70\text{ }^{\circ}\text{C}$;

$t_2 - 85\text{ }^{\circ}\text{C}$, $t_2 - 60\text{ }^{\circ}\text{C}$.

- допустимые потери давления ΔP для каждой среды (100000 Па);

- из уравнения теплового баланса найдем расход рабочих сред (воды)

Охлаждаемой

$$V_1 = \frac{Q}{(t'_1 - t''_1)C} = \frac{7933000}{(120 - 70) \cdot 1000} = 158,6 \text{ м}^3 / \text{ч}; \quad (72)$$

Нагреваемой

$$V_2 = \frac{Q}{(t'_2 - t''_2)C} = \frac{7933000}{(85 - 60) \cdot 1000} = 396,6 \text{ м}^3 / \text{ч}. \quad (73)$$

Выбор типа теплообменника и размер пластин.

Теплоноситель в системе отопления является химически подготовленная вода с давлением до 1 МПа, что позволяет выбрать полуразборный тип теплообменника на базе пластин РС 0,5. Площадь поверхности теплообмена одной пластины 0,5 м.кв. Рекомендуемый максимальный расход на один аппарат до 200 м³/ч. Для большего расхода среды (396,6 м³/ч) установим параллельно 2 аппарата, тогда расход на один аппарат составит

$$G_2 = \frac{396,6}{2} = 198,3 \text{ м}^3 / \text{ч}; \quad (74)$$

$$G_1 = \frac{158,6}{2} = 79,3 \text{ м}^3 / \text{ч}. \quad (75)$$

Расчет вспомогательных величин:

- отношение расходов (водяных эквивалентов);

$$\frac{G_1}{G_2} = \frac{79,3}{198,3} = 0,399; \quad (76)$$

- максимальная разность температур на входе сред

$$\nabla = t_1 - t_1 = 120 - 70 = 50\text{ }^{\circ}\text{C};$$

- средняя температура

$$t_{cp} = \frac{t'_1 + t'_2}{2} = \frac{120 + 70}{2} = 95^\circ\text{C}; \quad (77)$$

- разность температур среды с меньшим расходом

$$\delta t_{1,m} = t'_1 - t''_1 = 120 - 70 = 50^\circ\text{C}; \quad (78)$$

По нанограмме [17, приложение 5] находим рациональную ходовость для теплообменника с пластинами типа РС 0,5 используя найденные значения $V1/V2=0,399$; $t_{cp}=95^\circ\text{C}$; $X=3$; требуется трехходовая компоновка пластин в аппарате.

Зная $\Delta P_6=100000 \text{ Па} = \Delta P_m$ и $X=3$ по нанограмме [17, приложение 6] находим расход большего объема сред на один канал

$$W_6=V_6=5,1 \text{ м}^3/\text{ч}; \quad (79)$$

Число каналов в аппарате для большего расхода сред;

$$M_2=198,3/5,1=39 \text{ шт.} \quad (80)$$

Принимаем симметричную схему компоновки пластин.

Количество пластин требуемое в аппарате;

$$N= m_1x+m_2x+1=39*3+39*3+1=235 \text{ шт.}; \quad (81)$$

Площадь поверхности теплообмена;

$$F=F_1*n=0,5*235=117,5 \text{ м}^2;$$

На основе проделанного расчета принимаем теплообменный аппарат НН№41 Ридан (аппарат теплообменный пластинчатый разборный) - 361500 рублей.

Предоставленные исходные данные для расчета, отопление:

1. тип среды: вода – вода;
2. мощность кВт 9000 (9 МВт);
3. температура на входе:
 - греющая среда 120°C ;
 - нагреваемая среда 60°C .
4. Температура на выходе:
 - греющая среда 85°C ;

- нагреваемая среда 95 °С.

5. Количество пластин - 235 шт.

10.3 Расчет подогревателя горячего водоснабжения

Параметры теплообменного аппарата:

- тепловая нагрузка $Q = 1,407$ Гкал/ч;

- охлаждаемая среда: сетевая вода, $P = 0,8$ МПа;

$$t_1' = 70 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$t_1'' = 30 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

$$C_1 = 4201 \text{ Дж/кгК};$$

$$\Delta P = 100000 \text{ Па};$$

Нагреваемая среда: водопроводная вода; $P = 0,5$ МПа;

$$t_2' = 5 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$t_2'' = 60 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

$$C_2 = 4199 \text{ Дж/кгК};$$

$$\Delta P_2 = 15000 \text{ Па}.$$

Из уравнения теплового баланса определим расходы рабочих сред

$$G_1 = \frac{Q}{C_1(t_1' - t_1'')} = \frac{1407000}{4201(70 - 30)} = 30,25 \text{ м}^3 / \text{ч}; \quad (82)$$

$$G_2 = \frac{Q}{C_2(t_2' - t_2'')} = \frac{1407000}{4199(60 - 5)} = 21,9 \text{ м}^3 / \text{ч}; \quad (83)$$

Предварительно выберем по [16, приложение 8]: для давлений до 0,8 МПа;

температур сред до 150°С; расхода сред максимального 75 м³/ч и потерь давления в аппарате до $\Delta P_f = 100000$ Па, а также с вероятно стью отложений солей жесткости из водопроводной воды на поверхности теплообмена — пластины типа РС0,5р

Для этих же условий вероятный коэффициент теплопередачи принимаем по [16, приложение 8] $K_p = 2600$ Вт/м.кв.К.

Определение площади поверхности в аппарате

$$F=Q/K\Delta t_{cp}=1407000/2600*20=27 \text{ м}^2; \quad (84)$$

Число пластин в аппарате

$$N=F/F_1=27/0,5+2=56 \text{ шт.}; \quad (85)$$

На основе проделанного расчета принимаем теплообменный аппарат НН№07 Ридан (аппарат теплообменный пластинчатый разборный) - 58500 рублей

Предоставленные исходные данные для расчета ГВС:

1. тип среды: вода – вода.
2. мощность 2000 кВт.
3. температура на входе:
 - греющая среда 70 °С;
 - нагреваемая среда 5 °С.
4. температура на выход:
 - греющая среда 30 °С;
 - нагреваемая среда 60 °С.
5. количество пластин - 56 шт.

10.4 Подбор насосного оборудования

Исходя из расчетов расхода теплоносителя в системе отопления и горячего водоснабжения необходимого для потребностей пос. Сорокино, и согласно пьезометрического графика подбираем насосное оборудование.

Подбор насосного оборудования для системы отопления

Расход теплоносителя для системы отопления

$$G = \frac{Q}{(t'_1 - t''_1)C} = \frac{7933000}{(120 - 70) * 1000} = 158,6 \text{ м}^3 / \text{ч}; \quad (86)$$

Рабочий напор сетевых насосов замкнутой водяной сети вычисляется по формуле

$$H = \delta H_T + \delta H_{II} + \delta H_O + \Delta H_{m.об} \quad (87)$$

где δH_T - потеря напора в подогревательной установке (20-25кПа);

δH_{Π} и δH_O - потери в подающей и обратной линиях тепловой сети;

$\Delta H_{m.об}$ - потери напора в теплообменном аппарате;

$$H = 25 + 28,1 + 21,5 + 29,7 = 104,3, \text{ кПа}; \quad (88)$$

На основании расчетов выбираем сетевой насос СЭ-320-110.

Подбор насосного оборудования для системы ГВС

Расход теплоносителя для системы ГВС

$$G = \frac{Q}{C_1(t_1' - t_1'')} = \frac{1407000}{4201(70 - 30)} = 30,25 \text{ м}^3 / \text{ч}; \quad (89)$$

На основании расчетов выбираем сетевой насос К 45/30.

11 ВОДОПОДГОТОВКА

11.1 Оборудование цеха хим. водоподготовки

Обессоливающая установка производительностью – 720 т/ч.

Обессоливающая установка работает по схеме:

- предочистка в составе: коагуляция сернокислым железом и известкование;
- механическая фильтрация;
- Н-катионирование по блочной схеме;
- анионирование на основе анионита АВ–17.

В качестве воды для данной схемы используется речная вода.

Подготовка подпиточной воды для тепловых сетей осуществляется на ХВО производительностью 2700 т/час по схеме «водород – катионирование», декарбонизация.

11.2 Задачи хим. водоподготовки

1) в предупреждении образования отложений примесей воды на внутренних поверхностях нагрева.

2) в сведении к минимуму коррозии металла энергетического оборудования, и трубопроводов.

Для решения этих задач необходимо:

1) обеспечить нормы качества питательной воды паровых котлов путем подготовки добавочной воды и очистки конденсата;

2) обеспечить нормы качества сетевой воды путем подготовки питательной воды и очистки сетевой;

3) оснастить котел устройствами для обеспечения требуемого качества котловой воды и пара и его режима.

11.3 Требования к качеству обработанной воды

Технологию обработки воды следует выбирать в зависимости от требований к качеству пара, питательной и котловой воды, воды для систем теплоснабжения и горячего водоснабжения, количества и качества сбрасываемых стоков, а также от качества исходной воды.

Показатели качества воды для питания паровых котлов, производственных потребителей и подпитки тепловых сетей закрытых систем теплоснабжения необходимо выбирать на основании анализов, выполненных в соответствии с ГОСТ 2761—57* "Источники централизованного хозяйственно-питьевого водоснабжения. Правила выбора и оценки качества".

Вода для подпитки тепловых сетей открытых систем теплоснабжения и систем горячего водоснабжения должна отвечать ГОСТ 2874—73 "Вода питьевая".

Нормы качества воды для заполнения и подпитки тепловых сетей, систем отопления и контуров циркуляции водогрейных котлов должны удовлетворять требованиям норм и правил по проектированию тепловых сетей, а также требованиям инструкций заводов изготовителей по эксплуатации водогрейных котлов.

Качество воды для подпитки тепловых сетей должно удовлетворять следующим нормам:

Содержание свободной угольной кислоты 0

Значение pH для систем теплоснабжения:

- открытых 8.3 – 9.0*

- закрытых 8.3 – 9.5*

Содержание растворенного кислорода, мкг/дм³, не более 50

Количество взвешенных веществ, мг/дм³, не более 5

Содержание нефтепродуктов, мг/дм³, не более 1

Общая жесткость не более 0.05 мг – экв / дм³

Верхний предел значения pH допускается только при глубоком

умягчении воды, нижний – с разрешения АО – энерго может корректироваться в зависимости от интенсивности коррозионных явлений в оборудовании и трубопроводах систем теплоснабжения. Для закрытых систем теплоснабжения с разрешения АО – энерго верхний предел значения рН допускается не более 10.5 при одновременном уменьшении значения карбонатного индекса до 0.1 (мг- экв / дм³)², нижний предел может корректироваться в зависимости от коррозионных явлений в оборудовании и трубопроводах систем теплоснабжения.

Нормирование содержания свободной углекислоты и растворенного кислорода в подпиточной воде необходимо для предотвращения коррозии оборудования тепловых сетей и образования отложения продуктов коррозии на внутренней поверхности нагрева подогревателей, водогрейных котлов, в трубопроводах и отопительных приборах.

В связи с переходом на закрытую, независимую систему теплоснабжения подпитка в теплосеть будет минимальной в связи с тем что разбор горячего водоснабжения потребителей будет осуществляться из потребительской системы. Этим самым значительно снизятся расходы на приготовление химводоочищенной воды.

12 РАЗРАБОТКА ВОПРОСОВ КИП И А ЦТП

12.1 Сведения об объекте автоматизации

Объект автоматизации является ЦТП с двумя водяными сетевыми насосами СЭ 160-50 мощностью 29 кВт, включенными в тепловую сеть. График работы - круглосуточный. Насосы включены в тепловую сеть параллельно. Регулирование давлением сетевой воды в целом должно производиться посредством регулирования производительности двух насосов.

Конструктивные и схемные особенности, важные с точки зрения автоматизации - основная (постоянная) часть оборота сетевой воды осуществляется одним насосом СЭ 160-50 29 кВт, переменная часть оборота сетевой воды должна осуществляться другим насосом СЭ 160-50 29 кВт в зависимости от необходимой производительности.

Условия эксплуатации:

Размещение.....внутрицеховое;

Температура окружающего воздуха0, +40°C;

Относительная влажностьдо 98%;

Окружающая среда..... отсутствие опасных концентраций пыли, газов, паров хим. веществ.

Условия эксплуатации микропроцессорной техники в части воздействия механических факторов внешней среды должны быть не ниже группы условий эксплуатации М13 по ГОСТ 17516.1-90Е, при этом ускорение вибрационных нагрузок не более 0,12 g в диапазоне частот 0,5...100 Гц.

12.2 Цели и назначение системы

Назначение системы:

— Автоматизация управления двумя сетевыми насосами используемыми в системе водооборота тепловых сетей ОАО «Бийскэнерго»;

- Осуществление плавного регулирования производительностью насосов в ручном и автоматическом режиме;
- Автоматическое поддержание заданного давления в тепловой сети, с использованием органов ручного управления датчика фактического давления;
- Обеспечение работы электродвигателей насосов только допустимых режимах, предотвращение аварийных ситуаций и оповещение о них персонала.

Цели создания системы:

- Поддержание заданного уровня давления сетевой воды в магистральном трубопроводе;
- Улучшение технико-экономических показателей работы насосного оборудования тепловых сетей ОАО «Бийскэнерго» на энергетическом объекте ЦТП;
- Улучшение технико-экономических показателей работы за счёт централизации и оперативности управления и контроля, своевременной диагностики состояния оборудования, предотвращения развития аварийных ситуаций;
- Улучшение и облегчение условий работы обслуживающего персонала, эксплуатационных расходов за счёт сокращения расходов времени на обслуживание средств автоматизации.

12.3 Проектные решения по АСУ

Система, в соответствии со схемой комплекса технических средств Рис 6, состоит из трех шкафов:

- Шкаф управления насосной станцией (ШУ НС);
- Шкаф управления ПЧ электродвигателя основного насоса (ШУ ПЧ);
- Шкаф управления УПП электродвигателя дополнительного

насоса (ШУ УГОЛ);

– Шкафы системы соединены кабелями между собой, питающей электросетью, электродвигателями насосов и датчиками.

Внутри ШУ НС расположены: управляющий контроллер; релейно-контактная аппаратура; клеммник. На передней панели ШУ НС расположены основные элементы интерфейса оператора: лампы, сигнализирующие о состоянии системы; кнопки; переключатели; задатчик давления; измеритель давления. Оператор отслеживает работу системы и управляет ей, в основном используя эти элементы на ШУ НС.

Внутри ШУ ПЧ расположен ПЧ, к которому подключается электродвигатель основного насоса. На передней панели ШУ ПЧ расположены вспомогательные элементы интерфейса оператора: лампы, сигнализирующие о наличии напряжения в трехфазной сети; лампа, сигнализирующая о работе ПЧ; кнопка "Аварийный стоп".

Внутри ШУ УПП расположены: УПП, к которому подключается электродвигатель основного насоса; модуль контроля питания; блок питания сигнализации; клеммники. На передней панели ШУ ПЧ расположены вспомогательные элементы интерфейса оператора: лампы, сигнализирующие о наличии напряжения в трехфазной сети; лампа, сигнализирующая о работе УПП; кнопка "Аварийный стоп".

Спецификация технических средств, приведена в таблице 3.

Таблица 3 - Спецификация технических средств

Поз	Обозначение	Наименования	Кол.	Примечание
1.	ШУ НС	Шкаф управления насосной станции	1	
2.	ШУ ПЧ	Шкаф управления преобразователем частоты электродвигателя основного насоса	1	

Продолжение таблицы 3

3.	ШУ УПП	Шкаф управления устройством плавного пуска электродвигателя дополнительного насоса	1	
4.	P1	Датчик давления	1	
5.	P2	Реле максимального давления	1	
6.	P3	Реле минимального давления	1	
7.	M1	Электродвигателя основного насоса 29 кВт	1	
8.	M2	Электродвигателя дополнительного насоса 29 кВт	1	

К системе подключены:

- Измерительный датчик давления на выходе гидравлической сети (выходной сигнал - аналоговый 4-20 мА; рабочий предел давления - 1,6 МПа; характеристика - линейная; напряжение питания 24 В);
- Аварийный датчик (манометр электроконтактный) превышения допустимого давления на выходе гидравлической сети (выходной сигнал - дискретный; тип сигнала - "сухой контакт"; нормально замкнутый);
- Аварийный датчик (манометр электроконтактный) снижения допустимого давления на входе гидравлической сети (выходной сигнал - дискретный; тип сигнала - "сухой контакт"; нормально замкнутый)
- Электродвигатель основного насоса 29 кВт;

- Электродвигатель дополнительного насоса 29 кВт.

Функциональный состав системы

Система, в соответствии со схемой функциональной структуры рисунка 3, содержит:

- Блок управления плавной регулировкой основного насоса 29 кВт;
- Блок управления плавным пуском дополнительного насоса 29 кВт;
- Элементы контроля состояния электросети;
- Элементы технологических защит, блокировок и сигнализации;
- Элементы задания технологических параметров;
- Органы управления и индикации для обеспечения взаимодействия с персоналом.

Общая часть функций системы реализована программно в контроллере, и аппаратно в релейно-контактной аппаратуре. Часть, относящаяся к основному насосу - программно и аппаратно в ПЧ. Часть, относящаяся к дополнительному насосу и сигнализации - аппаратно в элементах ШУ УПП.

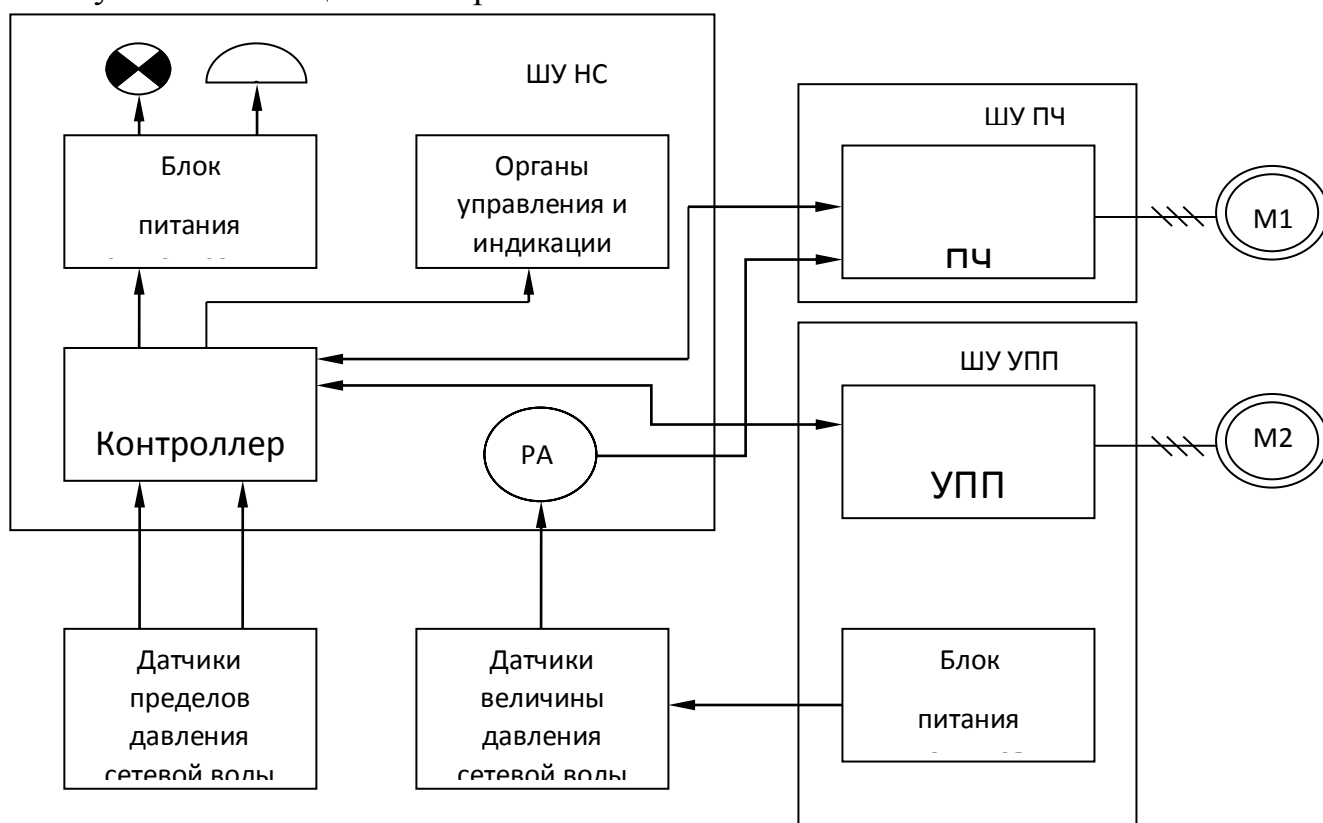


Рисунок 3. Схема функциональной структуры

Таблица 4 - Элементы функциональной структуры

Позиция	Обозначение	Наименования	Кол.	Примечание
ШУ НС		Шкаф управления насосной станции	1	
ШУ ПЧ		Шкаф управления преобразователем частоты электродвигателя основного насоса	1	
ШУ УПП		Шкаф управления устройством плавного пуска электродвигателя дополнительного насоса	1	
М1		Асинхронный электродвигатель основного насоса		
М2		Асинхронный электродвигатель дополнительного насоса	1	
РА	Амперметр	Индикатор величины давления сетевой воды	1	
		Датчик величины давления сетевой воды	1	
		Датчик пределов давления сетевой воды	1	

12.4 Функции системы

Управляющие функции системы, выполняемые автоматически.

С воздействием на технологическое оборудование:

- Аварийное отключение системы и исполнительных устройств при повреждении оборудования или недопустимом отклонении параметров;
- Переход на новый режим работы при изменении управляющих параметров и сигналов датчиков;
- Поддержание параметров в пределах заданных ограничений;
- Регулирование технологических процессов;
- Логическое управление отдельными узлами и установками оборудования.

С воздействием на схемы управления:

- Ввод (вывод) в работу (из работы) технологических защит по условиям режима Включение / отключение схем на автоматическую работу по условиям режима;
- Блокирование ошибочных команд.

Управляющие функции системы, выполняемые оперативным персоналом.

С воздействием на технологическое оборудование:

- Управление исполнительными механизмами с передней панели ШУ НС;
- Воздействие на технологический процесс в непредвиденных и предаварийных режимах;
- Отключение оборудования при нераспознанных автоматическими системами нарушениях.

С воздействием на схемы управления:

- Выбор режима работы автоматических регуляторов;
- Изменение заданий автоматическим регуляторам;
- Ввод (вывод) в работу (из работы) технологических защит.

12.5 Действия оперативного персонала по управлению режимами работы системы

Оперативный персонал управляет системой и отслеживает ее работу в основном с помощью органов управления и индикации, расположенных на передней панели ШУ НС, изображенных на рисунке 4

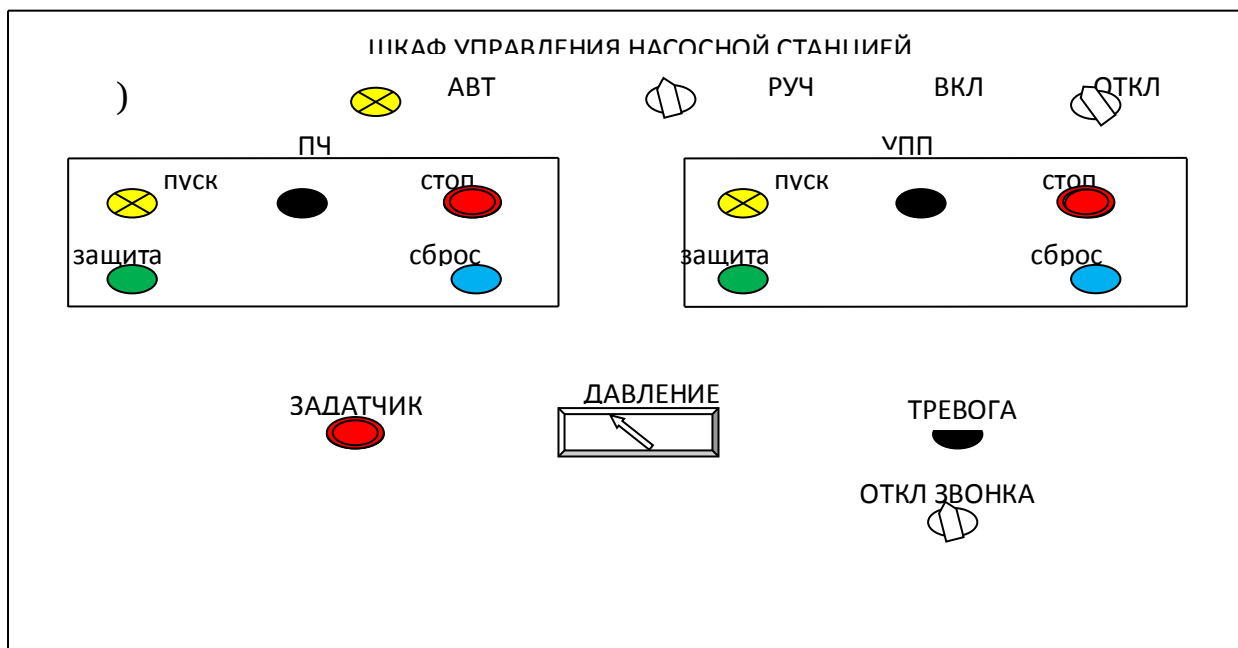


Рисунок 4 Передняя панель ШУ НС

Систему можно перевести в следующие режимы:

- «Ручной» - режим управления каждым электроприводом с заданием пуска и останова обслуживающим персоналом с передней панели ШУ НС;
- «Автоматический» - режим под управлением автоматики;
- «Стоп» - режим останова электродвигателей.

Режим работы системы выбирается переключателем «АВТ-РУЧ» на 3 положения, расположенном на передней панели ШУ НС.

Виды аварийных ситуаций и действия системы приведены в таблице 5

Таблица 5 - Виды аварийных ситуаций и действия системы

Аварийная ситуация	Действия системы управления	Выдача сигналов
Падение давления на входе сети ниже минимального	Блокировка работы ПЧ, УПП и обоих насосов	«ТРЕВОГА»
Увеличение давления на напорном коллекторе выше максимума	Блокировка работы ПЧ, УПП и обоих насосов	«ТРЕВОГА»
Срабатывание токовой защиты дополнительного насоса	Блокировка УПП и дополнительного насоса	«ЗАЩИТА УПП» «ТРЕВОГА»
Срабатывание защиты УПП	Блокировка УПП и дополнительного насоса	«ЗАЩИТА УПП» «ТРЕВОГА»
Первое срабатывание защиты ПЧ	1) Блокировка работы основного насоса 2) Сброс аварии ПЧ 3) Повторный пуск основного насоса	«ЗАЩИТА ПЧ» «ТРЕВОГА»
Повторные срабатывания защиты ПЧ	Блокировка работы ПЧ, УПП и обоих насосов	«ЗАЩИТА ПЧ» «ТРЕВОГА»
Нажатие кнопки "АВАРИЙНЫЙ СТОП ПЧ"	Блокировка работы ПЧ, УПП и обоих насосов	«ТРЕВОГА»
Нажатие кнопки "АВАРИЙНЫЙ СТОП УПП"	Блокировка работы ПЧ, УПП и обоих насосов	«ТРЕВОГА»
Отсутствие сигналов «Ручной» или «Автоматический» от переключателя «РУЧ-АВТ»	Блокировка работы ПЧ, УПП и обоих насосов	

Одновременное наличие сигналов «Ручной» или «Автоматический» от переключателя '«РУЧ-АВТ»	Блокировка работы ПЧ, УПП и обоих насосов	
--	---	--

Размещение и подключение комплекса технических средств системы:

- Шкафы системы соединяются кабелями, длина каждого из которых не должна превышать 100 м;
- Датчики подключаются кабелями к ШУ УПП. Длины кабелей подключения датчиков не должны превышать 30 м;
- Аналоговые сигналы следует передавать по экранированным кабелям, заземленным с одной стороны;
- Допускается производить кабельные соединения с использованием промежуточных распределительных коробок;
- По пути прокладки кабелей управления, в особенности кабелей передачи аналоговых сигналов, должны отсутствовать значительные наводки, помехи от внешних электроцепей;
- Подключение силовых кабелей в соответствии с требованиями, изложенными в технической документации на ПЧ и УПП. Подключение кабеля питания ШУ НС в соответствии с требованиями, изложенными в технической документации на контроллер;
- Кабели от электрической сети к отдельным шкафам системы допускается подводить от разных точек подключения. При подключении этих кабелей к электросети должны использоваться рубильники, не входящие в шкафы системы;
- Кабели и другие устройства для подключения ШУ ГТЧ и ШУ УПП к электрической сети -380 В и электродвигателям насосов выбирать, исходя из рабочей мощности электродвигателей 200 кВт. Кабели и другие устройства для подключения ШУ НС к электрической сети -220 В выбирать, исходя из тока потребления 5 А.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-5Б13	Шилову Андрею Юрьевичу

Институт	ИнЭО	Кафедра	ТПТ
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Промышленная теплоэнергетика

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1.Перспективы развития центральных тепловых пунктов. Проектировщик – инженер Руководитель – старший преподаватель. Материальные затраты на проект
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	2.Принять на основании произведенных расчетов и из анализа отчетов объекта исследования
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	3.Социальные отчисления 30% Районный коэффициент 30%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1.Расчет затрат на проектирование, приобретение и монтаж оборудования центрального теплового пункта.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	2.Эксплуатационные расходы.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	3.Оценка экономической эффективности

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	14.04.2016г.
--	--------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель кафедры менеджмента	Кузьмина Наталья Геннадьевна			14.04.2016г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Б13	Шилов Андрей Юрьевич		14.04.2016г.

13 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

13.1 Перечень работ и оценка времени их выполнения

Таблица 8 - Перечень работ и оценка времени их выполнения

	Наименование работ	Исполнитель	Продолжительность дней
1	Составление задания	Руководитель, инженер	1
2	Подборка данных: - характеристика существующей системы; - анализ тепловых нагрузок посёлка;	Инженер	15
3	Анализ информации: - проблемы эксплуатации тепловых сетей; - варианты решения проблем эксплуатации тепловых сетей; - принцип работы закрытой системы теплоснабжения	Инженер	10
4	Тепловой расчёт тепловой сети, определение теплопотерь: - расчёт тепловых потерь; - расчёт тепловых потерь в подающем трубопроводе; - расчёт тепловых потерь в обратном трубопроводе; - гидравлический расчёт теплосети и построение пьезометрических графиков	Инженер	16
5	Гидравлический расчёт теплосети и построение пьезометрических графиков	Инженер	5
6	Проверка руководителем проделанной работы	Руководитель, инженер	2
7	Исправление замечаний	Инженер	9
8	Проверка исправлений и замечаний	Руководитель, инженер	2
9	Утверждение ВКР руководителем	Руководитель, инженер	1
10	Итого		61

13.2 Смета затрат на проект

$$K_{\text{пр}} = U_{\text{мат}} + U_{\text{ам}} + U_{\text{зп}} + U_{\text{со}} + U_{\text{пр}} + U_{\text{накл}}, \text{руб} \quad (13.2.1)$$

Затраты на проект представлены в таблице 9

а) $U_{\text{мат}}$ – материальные затраты на проект.

Принимаем $U_{\text{мат}}=586$ руб.

б) $U_{\text{ам}}$ – амортизация;

$$KT = \frac{T_{\text{исп к.т.}}}{T_{\text{кол}}} \times C_{\text{к.т.}} \times \frac{1}{T_{\text{сл}}}, \text{руб} \quad (13.2.2)$$

$T_{\text{исп к.т.}} = 52$ дня – время использования компьютера за период написания проекта;

$T_{\text{кол}} = 365$ – дней в году;

$C_{\text{к.т.}} = 27000$ руб. – цена компьютера;

$T_{\text{сл}} = 10$ лет – срок службы компьютера.

$$KT = \frac{52}{365} \times 27000 \times \frac{1}{10} = 385 \text{ руб}$$

в) $U_{\text{зп}}$ – заработная плата;

Расчет заработной платы для инженера:

$$U_{\text{зп}}^{\text{мес}} = 3П_0 \times k_1 \times k_2, \quad (13.2.3)$$

$3П_0 = 14500$ – месячный оклад инженера;

$k_1 = 1,1$ – коэффициент, учитывающий отпуск;

$k_2 = 1,3$ – районный коэффициент.

$$U_{\text{зп}}^{\text{мес}} = 14500 \times 1.1 \times 1.3 = 20735 \text{ руб}$$

Расчет заработной платы для научного руководителя:

$$U_{\text{зп}}^{\text{мес}} = (3П_0 \times k_1 + Д) \times k_2, \quad (13.2.4)$$

$3П_0 = 16750$ – месячный оклад старшего преподавателя;

$k_1 = 1,1$ – коэффициент, учитывающий отпуск;

$k_2 = 1,3$ – районный коэффициент;

$Д = 2000$ – доплата за интенсивность труда.

$$U_{\text{зп}}^{\text{мес}} = (16750 \times 1.1 + 2000) \times 1.3 = 20425, \text{руб}$$

Так как инженер работал над проектом 61 день, то его заработная плата за период написания проекта составит:

$$U_{\text{зп}}^{\Phi} = \frac{U_{\text{зп}}^{\text{мес}}}{21} \times n \quad (13.2.5)$$

$U_{\text{зп}}^{\text{мес}} = 20735$ – заработная плата инженера за месяц;

n – количество отработанных дней.

$$U_{\text{зп}}^{\Phi} = \frac{20735}{21} \times 61 = 60230 \text{ руб}$$

Так как научный руководитель работал над проектом 6 дней, то его заработная плата за период написания проекта составит:

$$U_{\text{зп}}^{\Phi} = \frac{U_{\text{зп}}^{\text{мес}}}{21} \times n \quad (13.2.6)$$

$U_{\text{зп}}^{\text{мес}} = 20425$ – заработная плата научного руководителя за месяц;

n – количество отработанных дней.

$$U_{\text{зп}}^{\Phi} = \frac{20425}{21} \times 6 = 5835 \text{ руб}$$

$$\Phi\text{ЗП} = \text{ЗП}_{\text{инж}} + \text{ЗП}_{\text{нр}} = 60230 + 5835 = 66065 \text{ руб}$$

г) $U_{\text{со}}$ – социальные отчисления;

Социальные отчисления составляют 30% от ФЗП.

$$U_{\text{со}} = 0.3 \times 66065 = 19819 \text{ руб}$$

д) $U_{\text{пр}}$ – прочие затраты;

$$U_{\text{пр}} = 10\% \text{ от } (U_{\text{мат}} + U_{\text{ам}} + U_{\text{зп}} + U_{\text{со}}), \quad (13.2.7)$$

$$U_{\text{пр}} = 0.1 \times (586 + 385 + 66065 + 19819) = 8685 \text{ руб}$$

е) $U_{\text{накл}}$ – накладные расходы;

$$U_{\text{накл}} = 200\% \text{ от } \Phi\text{ЗП}, \quad (13.2.8)$$

$$U_{\text{накл}} = 2 \times 66065 = 132130 \text{ руб}$$

Таблица 9 - Затраты на проект

№ п/п	Элементы затрат	Стоимость, руб
1	Материальные затраты	586
2	Амортизация	385
3	Заработная плата	66065

Продолжение таблицы 7		
4	Социальные отчисления	19819
5	Прочие затраты	8685
6	Накладные расходы	132130
Итого:		227670

13.3 Расчет затрат на проектирование, приобретение и монтаж оборудования центрального теплового пункта (ЦТП)

В связи с переходом на закрытую систему теплоснабжения п. Сорокино подпитка сетевой воды которой составляет $G_{\text{подп}} = 33,6$ т/ч исчезнет, так как водоразбор для системы горячего водоснабжения будет осуществляться из потребительской теплосети. Отсюда следует что, экономический эффект при отсутствии подпитки будет соответствовать ниже указанным расчетам.

13.3.1 Стоимость подпитки теплосети за год

$$ST_{\text{подп}} = G_{\text{подп}} * N_{\text{сут}} * N_{\text{год}} * C_{\text{тар}} \text{ (руб)}; \quad (13.3.1)$$

где; $G_{\text{подп}}$ - количество подпитки в теплосеть (т/ч);

$C_{\text{тар}}$ –стоимость тонны подпиточной воды;

$N_{\text{сут}}$ – колличество часов работы оборудования в сутки;

$N_{\text{год}}$ - количество дней работы оборудования в год (с учетом ремонта);

$$ST_{\text{подп}} = 33,6 * 24 * 365 * 10,14 = 3251046,24 \text{ рублей.}$$

Тарифы на тепловую энергию в Бийске были установлены Управлением Алтайского края по государственному регулированию цен и тарифов решениями №№ 514 и 511 от 26 декабря 2010 года. Размер стоимости гикакалории составляет 953 рубля 88 копеек, а тариф на теплоноситель – 10 рублей 14 копеек за один кубический метр с учетом НДС.

13.3.2 Затраты на покупку теплообменного и вспомогательного оборудования

Стоимость теплообменных аппаратов системы горячего водоснабжения

и отопления (по данным отдела материально-технического снабжения ОАО «Бийскэнерго»;

НН№07 Ридан - 58500 рублей;

НН№41 Ридан - 461500 рублей;

$СТ_{обт} = 58500 + 461500 = 520000$ рублей.

Затраты на монтаж и пуско-наладочные работы теплообменных аппаратов;

Группа компаний "ЭНЕРГОСЕРВИС" г. Москва

Стоимость проектирования и строительства промышленных и бытовых

котельных и тепловых пунктов - ЦТП:

Расчет тепловых нагрузок - 5 000 рублей.

Получение технических условий - 10000 рублей.

Проект центрального теплового пункта (ЦТП) - 50 рублей/кВт.

Монтаж центрального теплового пункта (ЦТП) - 550 рублей/кВт.

Наладочные работы для центрального теплового пункта (ЦТП) – 40 рублей/кВт.

Из выше указанных цен получаем следующее;

Суммарная нагрузка выбранного нами оборудования 12000кВт, из этого следует;

$$СТ_{\text{монт}} = (N_{\text{потр}} * СТ_{\text{раб}}) + СТ_{\text{док}} \text{ (руб);} \quad (13.3.2)$$

Где $N_{\text{потр}}$ – тепловая нагрузка потребителя (кВт);

$СТ_{\text{раб}}$ – стоимость работ за монтаж оборудования (руб/кВт);

$СТ_{\text{док}}$ – стоимость технической документации (руб);

$СТ_{\text{монт}}$ – общая стоимость за монтаж оборудования (руб);

$$СТ_{\text{монт}} = (12000 * 640) + 15000 = 7695000 \text{ рублей.}$$

Суммарные затраты на приобретение и монтаж теплообменных аппаратов составляют;

$$CT_{об} = CT_{об\ T} + CT_{монт}; \quad (13.3.3)$$

$$CT_{об} = 7695000 + 520000 = 8215000 \text{ рублей.}$$

13.3.3 Расчет срока окупаемости

Для определения срока окупаемости а, следовательно, оценки экономической эффективности используется формула:

$$T_{ок} = \frac{CT_{об}}{CT_{подп}}; \quad (13.3.4)$$

$$T_{ок} = \frac{8215000}{3251046,24} = 2,5 \text{ года}$$

Из вычислений видно что 2,5 года.

Таблица 10

Расчет тепловых нагрузок	5 000 рублей.
Получение технических условий	10 000 рублей.
Проект центрального теплового пункта	600 000 рублей.
Монтаж центрального теплового пункта	6 600 000 рублей.
Наладочные работы для центрального теплового пункта	480 000 рублей.
Общая стоимость за монтаж оборудования	7 695 000 рублей.
Суммарные затраты на приобретение и монтаж теплообменных аппаратов составляют	8 215 000 рублей.
Срок окупаемости	2,5 года.

Экономическая эффективность проекта составит 3251046,24 рублей в год.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-5Б13	Шилов Андрей Юрьевич

Институт	Электронного обучения	Кафедра	ТПТ
Уровень образования	Бакалавр	Направление	Промышленная теплоэнергетика

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения: – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)	1. Объект исследования ЦТП и тепловые сети. При обслуживании ЦТП и тепловых сетей могут иметь место вредные и опасные факторы. Оказываться негативное воздействие на атмосферу, гидросферу, литосферу. Вероятность возникновения чрезвычайных ситуаций экологического, социального характера.
2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме	Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды. Пб 03-75-94

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)	Выявленные вредные факторы: - вибрация; - шум;
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)	Выявленные опасные факторы: - пожароопасность, - электрический ток; - вращающиеся и движущиеся механизмы; - повышенная температура поверхностей оборудования; - трубопроводы находящиеся под действием избыточного давления.
3. Охрана окружающей среды: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);	Воздействие на окружающую среду. -тепловое излучение; - сбросы воды (теплоносителя);

– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	- отходы производства.
4. Защита в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	Чрезвычайные ситуации. - действия при возникновении аварии, меры ликвидации её последствий.
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гусельников М.Э.	К.Т.Н.		14.04.2016г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Б13	Шилов А.Ю.		14.04.2016г.

14. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Безопасность производственной деятельности в основном зависит от четкого соблюдения персоналом разработанных мер безопасности. В результате этого на любом энергетическом объекте разрабатывается система безопасной эксплуатации какого-либо оборудования. Как и на крупных энергетических объектах, в тепловых сетях существуют определенные правила эксплуатации оборудования и требования к уровню подготовки обслуживающего персонала.

В данный раздел включены подразделы, посвященные анализу опасных и вредных производственных факторов и решению вопросов обеспечения защиты от выявленных факторов.

14.1 Производственная безопасность

14.1.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Трубопроводы тепловых сетей находятся под действием избыточного давления и температуры. Следовательно, они относятся к объектам повышенной опасности, поскольку не исключены случаи разрушения их вследствие различных факторов. Поэтому изготовление, монтаж, ремонт и обслуживание элементов, находящихся под давлением, должно производиться согласно «Требованиям устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов горячей воды и пара» специализированной организацией имеющей разрешение на данный вид деятельности.

Для безопасной работы оборудования ЦТП и тепловых сетей, находящегося под давлением, имеются следующие приборы: манометры, термометры, предохранительные клапана или мембраны, запорная арматура. За состоянием оборудования ЦТП и тепловых сетей следит квалифицированный

персонал. На любое оборудование ЦТП и тепловых сетей разработаны графики осмотров, текущих ремонтов, капитальных ремонтов, проверки работоспособности. Замеченные при осмотре недостатки и неполадки в работе оборудования и принятые меры для их устранения, обслуживающий персонал записывает в эксплуатационный журнал.

Главными вредными и опасными факторами, влияющими на здоровье и нормальный труд обслуживающего персонала, являются:

Вибрации. Источники вибрации - насосы, электродвигатели. Вибрация распространяется по грунту и достигает фундамента здания, вызывая их осадку. Это может привести к разрушению расположенных на них инженерных и строительных конструкций. У человека вибрации вызывают раздражающее действие.

Шум. Источники шума - насосы, электродвигатели. Нормированными параметрами шума являются уровни звукового давления в дБ в октавных полосах со среднегеометрическими частотами 63, 125, 250, 500, 2000, 8000 Гц. При нахождении обслуживающего персонала у насосного парка, работающего оборудования следует применять средства индивидуальной защиты (шумофоны, беруши).

Тепловое излучение и опасность термического ожога. Подвергнутся тепловому излучению и получить ожоги обслуживающий персонал может в результате незащищенной поверхности.

Возможность поражения электрическим током от незаземленных электроустановок, неисправности электропроводки. Технологический процесс труда, который сопровождается мерами по технике безопасности труда при: перемещении грузов, при ремонте и обслуживании тепловых сетей и насосного оборудования ПНС, при выполнении теплоизоляционных работ.

14.1.2 Техника безопасности

Техника безопасности - это система организационных мероприятий и технических средств, предотвращающих воздействие на рабочих опасных производственных факторов. Правила по технике безопасности содержат требования по безопасному применению предметов и средств труда, безопасную работу машин, оборудования и инструментов, снабжение оборудования предохранительными приспособлениями.

Для оборудования ЦТП в разделе «Требования безопасности» излагаются следующие требования: к конструкции (устройству ограждений опасных элементов, блокировка включений при нерабочем состоянии и аварийном положении, система сигнализации); к обеспечению на объекте стандартизации санитарно-гигиенических условий, отвечающих действующим нормам (местной вентиляции, освещению, защитным кожухам, экраном от электромагнитных или тепловых воздействий, средствам снижения шума, вибраций, ультра- и инфразвука); к электробезопасности (устройству электроизоляции, защитному заземлению, отключению при перегрузках); эргономические по обеспечению удобства при запуске, управлении и обслуживании, обработке и окраске поверхности в соответствии с требованиями технической эстетики; к использованию сигнальной окраски и знаков безопасности; к методам и средствам контроля параметров опасных и вредных производственных факторов.

Основными требованиями охраны труда, при эксплуатации насосного оборудования ЦТП, являются: безопасность для человека, надежность и удобство эксплуатации. Безопасность оборудования обеспечивается правильным выбором принципов его действия, конструктивных решений, параметров рабочих процессов, использованием различных средств защиты. Средства защиты должны быть многофункционального типа, то есть решать несколько задач одновременно.

Надежность при эксплуатации насосного оборудования ЦТП определяется вероятностью нарушения нормальной работы тепломеханического электрического оборудования.

14.1.3 Производственная санитария

Предмет санитарной охраны труда - борьба с вредностями и ее последствиями - профессиональными заболеваниями. В трудовом процессе нагрузка в основном падает на мышечную и нервную систему человека, а окружающая обстановка (температура воздуха, влажность, загрязнения, вибрации и др.) вызывают изменения в функционировании органов дыхания, зрения, слуха, кровообращения и др. Каждый из этих факторов отрицательно влияет на работоспособность человека, повышает его утомляемость, ослабляет внимание, что ведет к повышению числа травм.

В помещении ЦТП должны быть созданы нормальные комфортные условия труда (температура воздуха 19-25⁰С, влажность не более 75%, скорость воздуха не более 0,2 м/с). При воздействии высоких температур воздуха, интенсивного теплового излучения возможен перегрев организма, обильное потоотделение, учащение пульса и дыхания, резкая слабость, головокружение, появление судорог и теплового удара. Помещение ЦТП оборудуется отоплением и вентиляцией, поддерживающими температуру в помещении [18].

В соответствии с Сан ПИН 2.2.4. 548-96 устанавливаются оптимальные и допустимые метеорологические условия.

14.1.4 Освещенность производственных помещений

По нормам СанПиН освещенность производственных помещений должна соответствовать нормам т.к. она один из важных факторов приводящий к снижению профессиональных заболеваний и травм. При соответствующей

освещённости снижается утомляемость зрения, которая напрямую связана с качеством выполняемых работ и снижает риск травматизма.

14.1.5 Системы вентиляции производственных помещений

Вентиляция предназначена для создания на рабочем месте благоприятных метеорологических условий и чистоты воздушной среды, соответствующих действующим стандартам и санитарным нормам. Вентиляция с естественным побуждением характеризуется воздухообменом за счет теплового и ветрового напоров. Организационная или регулируемая вентиляция осуществляется дефлекторами или аэрацией.

Смонтированная приточная - вытяжная вентиляция: удаляет, очищает, а также насыщает очищенным воздухом производственные помещения.

14.2 Вредные факторы

Шум на производстве наносит большой ущерб, вредно действуя на организм человека. Поэтому борьба с шумом является важной задачей. Шумом является всякий нежелательный для человека звук.

В ЦТП установлены две группы насосов, которые также являются источником шума. В них причиной шума является кавитация жидкости, возникающая у поверхности лопастей при высоких окружных скоростях и недостаточном давлении на всасывании, а также работа электродвигателей. Меры борьбы с кавитационным шумом - это улучшение гидродинамических характеристик насосов и выбор оптимальных режимов их работы. Для борьбы с шумом, возникающим при гидравлических ударах, необходимо правильно эксплуатировать гидросистемы, в частности, закрытие арматуры должно происходить постепенно, а не резко.

В качестве звукопоглощающего материала на ЦТП используется капроновое волокно, минеральная вата, древесноволокнистые плиты. На

эффективность звукопоглощающих облицовок влияет высота расположения их над источником шума, а также конфигурация помещения. В низком помещении потолок и пол являются основными отражающими поверхностями. ГОСТ 12.1.003-83 с изменением 1999 г.

Устранение вредного воздействия шума на человека в производственных условиях достигается рядом мер, в соответствии с ГОСТ 12.1.003ССБТ:

- рациональное размещение оборудования;
- строительно-акустические мероприятия;
- экранирование площадок обслуживания оборудования;
- дистанционное управление шумным оборудованием;
- звукоизоляция рабочего места и оборудования;
- применение средств индивидуальной защиты;

Причиной низкочастотных вибраций насосов, двигателей является неуравновешенность вращающихся элементов. Действие неуравновешенных вращающихся сил может усугубляться плохим креплением деталей, их износом в процессе эксплуатации. Устранение вибраций достигается балансировкой.

14.3 Опасные факторы

14.3.1 Механизмы рабочего оборудования

Движущиеся части машин и механизмов - электроприводы, части работающих механизмов, вращающиеся валы, рабочие колеса насосов и вентиляторов. Для исключения травматизма используются ограждения, ограждающие поверхности, средства контроля и защиты, предупреждающие знаки, проводятся инструктажи, наличие средств защиты работников от воздействия движущихся частей производственного оборудования, устройство ограждений трубопроводов, предохранительных клапанов, электросиловых кабелей и других элементов, повреждение которых может вызвать опасность,

наличие устройств (ручек) для перемещения частей производственного оборудования, приспособлений и инструментов вручную при ремонтных и монтажных работах; исключение опасности, вызванной разрушением конструкций, элементов зданий.

14.3.2 Тепловое излучение и опасность термического ожога

В режиме работы ЦТП имеет место тепловое (инфракрасное) излучение. Источником теплового излучения является теплообменное оборудование и трубопроводы. Для снижения интенсивности теплового выделения и снижения вероятности термических ожогов по ГОСТ 12.4.123-83 «Система стандартов безопасности труда. Средства коллективной защиты от инфракрасных лучей. Общие технические средства» устанавливаются следующие меры безопасности:

- тепловая изоляция на трубопроводах и котлов, там где температура поверхностей более 45 °С;
- ограждение мест, в районе которых сильное выделение тепла;
- вентиляция рабочих мест;
- применение спецодежды в соответствии нормам

В таблице № 2 приведены допустимые величины интенсивности теплового облучения поверхности тела рабочих от производственных источников, в соответствии СанПиН 2.2.4.548-96.

Таблица 11

Облучаемая поверхность тела, %	Интенсивность теплового облучения, Вт. /м., не более
50 и более	35
25-50	70
Не более 25	100

14.3.3 Электробезопасность

ЦТП относится к помещениям с повышенной опасностью поражения людей электрическим током характеризуются наличием: токопроводящих полов (металлические, железобетонные).

Основными мерами защиты от поражения электрическим током являются: обеспечение недоступности токоведущих частей, находящихся под напряжением, от случайного прикосновения; устранение опасности поражения при появлении напряжения на корпусах, кожухах и других частях электрооборудования, что достигается применением малых напряжений, использованием двойной изоляции, выравниванием потенциала, защитным заземлением; применением специальных электрозащитных средств - переносных приборов и приспособлений.

14.3.4 Пожарная безопасность

Пожарная безопасность может быть обеспечена мерами пожарной профилактики и активной пожарной защиты. Пожарная профилактика включает в себя комплекс мероприятий, необходимых для предупреждения возникновения пожара.

Причинами пожаров на ЦТП могут являться: нарушение технологического режима; неисправность электрооборудования (короткое замыкание, перегрузки); неисправность запорной арматуры; конструктивные недостатки оборудования. Основы противопожарной защиты определены стандартами ГОСТ 12.1-004-76 «Пожарная безопасность» и ГОСТ 12.1-070-76 «Взрывобезопасность». Для предотвращения возникновения пожаров на ЦТП необходимы следующие меры: предотвращение образования горючей среды;

предотвращение образования в горючей среде источников воспламенения. Таким образом, согласно строительным нормам и правилам НПБ 105-03 ЦТП является производственным объектом категории -Д- так как в

производственном процессе (транспортировке теплоносителя) используются негорючие вещества и материалы в холодном состоянии. В связи с этим к помещению предъявляется ряд специальных требований.

Помещение ЦТП в обязательном порядке должно иметь не менее двух выходов. Места проходов трубопроводов и кабелей, электропроводок, выполненных из стальных труб, через стены здания должны тщательно заделываться.

На ЦТП в качестве средств пожаротушения применяются ручные огнетушители. С их помощью можно быстро локализовать огонь или ликвидировать очаг возгорания до прибытия пожарной команды. На ЦТП в качестве ручных огнетушителей могут использоваться ручные углекислотные огнетушители ОУ-2, ОУ-5, ОУ-8, предназначенные для тушения необходимых начинающих очагов возгорания электропроводок, двигателей внутреннего сгорания и тому подобное. Углекислотные огнетушители нельзя применять для тушения веществ, горящих без доступа воздуха. Также на ЦТП предусматривается установка ящиков с песком.

Электрическая пожарная сигнализация служит для быстрого оповещения службы пожарной охраны о возникновении пожара в здании ЦТП. При необходимости пожарная сигнализация может быть совмещена с охранной сигнализацией. Система электрической пожарной сигнализации обнаруживает начальную стадию пожара и сообщает о месте его возникновения.

Также регулярно должен проводиться противопожарный инструктаж персонала.

14.4 Экологическая безопасность

В режиме работы ЦТП и тепловых сетей имеет место тепловое (инфракрасное) излучение. Источником теплового излучения является теплообменное оборудование и трубопроводы. Для снижения интенсивности

теплового выделения трубопроводы изолируются теплоизоляционными материалами.

Возможные сбросы воды из трубопроводов системы теплоснабжения, в результате утечек, опасности не несут так как теплоноситель является химически очищенной водой.

Производственные отходы своевременно вывозятся на полигон ТБО для захоронения.

14.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация - состояние, при котором в результате возникновения источника чрезвычайной ситуации на объекте, определенной территории или акватории нарушаются условия жизни и деятельности людей, возникает угроза их жизни и здоровью, наносится ущерб имуществу населения, народному хозяйству и окружающей природной среде.

При стихийных явлениях и чрезвычайных ситуациях антропогенного происхождения возникают первичные и вторичные опасные факторы. Условно к первичным (внешним) можно отнести: обрушение зданий и сооружений, воздействия электростатических разрядов (молнии), ударной, световой и электромагнитной волн при взрыве, оползней, лавин, селей и тому подобное. Вторичными (внутренними) опасными факторами являются взрывы оборудования, открытое пламя (пожар), химическое, радиоактивное и бактериологическое воздействия, повышенная загазованность и так далее.

На объектах энергетического комплекса применяется ряд мероприятий по действиям персонала в случае чрезвычайной ситуации. В частности, на ЦТП должен быть план эвакуации персонала; весь персонал ЦТП должен пройти обучение и ознакомлен с порядком действий при возникновении чрезвычайной ситуации, полученные знания должны закрепляться в процессе обыгрывания подобных ситуаций при проведении противоаварийных тренировок.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Современные экономические реалии диктуют жесткие условия конкуренции, выжить в которых получает возможность лишь те, кто сумел минимизировать затраты на производство и значительно повысить эффективность существующих технологий.

Вопросы энергосбережения в тепловом хозяйстве ОАО «Бийскэнерго» сегодня как никогда ранее звучат актуально. Достаточно лишь озвучить некоторые цифры, что для качественного обеспечения теплом горожан ежегодно на покупку электрической энергии тратится 80 миллионов рублей, что является 24 % от себестоимости товарной продукции. В связи с этим возникает ряд вопросов, касающихся эксплуатации тепловых сетей и повышения их эффективности.

Система теплоснабжения, оснащенная современными техническими средствами регулирования и управления, открывает большими возможностями. Применение закрытой схемы теплоснабжения позволяет существенно уменьшить эксплуатационные затраты и в значительной мере облегчит работу эксплуатационного персонала.

В рамках данного проекта была выполнен перевод с открытой системы теплоснабжения на закрытую, с целью повышения гидравлической устойчивости системы теплоснабжения посёлка Сорокино и уменьшения затрат на производство. На энергетическом объекте ЦТП установлены теплообменные аппараты марки РИДАН НН№41 и НН№07.

Данный проект включает в себя следующие расчеты:

– сравнительные расчёты экономии теплоносителя при использовании закрытой схемы теплоснабжения. В данном проекте также был рассмотрен вопрос пожарной безопасности и вопросы, касающиеся охраны труда на энергетических предприятиях.

Повышение эффективности выработки продукции при применении современных энерго и ресурсосберегающих технологий, ставят перед энергетиками задачу разработать и ввести в действие новое энергетическое оборудование, удовлетворяющие требованиям 21 века. Такое оборудование должны иметь высокий КПД, высокую эффективность применяемых технологий при минимальных затратах на производство и относительно низкую стоимость.

Очевидно, что от того, какие технические решения, энергосберегающие технологии и оборудование для их реализации будут заложены в проекты строительства и реконструкции энергообъектов, зависит, какое оборудование будут эксплуатировать в энергетической отрасли в ближайшем веке.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети: Учебник для вузов. – 6-е изд., перераб. – М.: МЭИ, 1999 г. – 472 с.
2. Повышение эффективности работы ТЭС: Труды ИГЭУ. Выпуск 3. Под ред. А.В. Мошкарина, - Иваново: ИГЭУ, 1999 -272 с.
3. Гиршфельд В.Я., Морозов Г.Н. Тепловые электрические станции: Учебник для техникумов. – 2-е изд., перераб. – М.: Энергоатомиздат, 1986 – 224 с.
4. Ривкин С.А. Термодинамические свойства воды и пара. М.: Энергия, 1980 г.
5. Лищенко С.А. Регулирование работы насосов на водопроводных насосных станциях. – М.: Стройиздат, 1949. – 84 с.
6. Кривченко Г.И. Гидравлические машины: Турбины и насосы. 2-е изд., перераб. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 320 с.
7. Пфлейдерер К. Лопаточные машины для жидкостей и газов. Пер. с нем. – М.: Машгиз, 1960. – 684 с.
8. Методические указания к выполнению курсовой работы с элементами учебных исследований на тему: «Планирование производственной программы ТЭС» для студентов энергетических специальностей заочного и очного обучения. – Томск, изд. ТПУ им. С.М. Кирова, 1988 г., 35 с.
9. Товстолес Ф.П. Гидравлика и насосы. Ч. 3.: Насосы. – М.: ГОНТИ, 1938. – 400с.
10. Охрана труда в электроустановках: Учебник для вузов. Под ред. Князевского Б.А. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1983 г. – 336 с.
11. Кац М.Д. Автоматизация технологических процессов. Методические указания по выполнению дипломного проекта для студентов теплоэнергетического факультета - Томск: Изд. ТПУ, 2001 - 14 с.

12. Проектирование систем автоматизации технологических процессов: Справочное пособие/А. С. Ключев и др. М.: Энергоатомиздат, 1990 - 464 с.
13. Ключев А.С. и др. Техника чтения схем автоматического управления и контроля. - М.: энергия, 1977 - 296 с.
14. Волощенко А. В., Медведев В. В. Метрология и технологические измерения на ТЭС. Курсовое проектирование: методическое пособие. – Томск: изд. ТПУ, 1998 - 118 с.
15. Емельянов А.И., Капник О. В. Проектирование систем автоматизации технологических процессов. Справочное пособие по содержанию и оформлению проектов М.: Энергоатомиздат, 1983 - 400с.
16. А. К. Тихомиров – Хабаровск: Изд. Тихоокеан. гос. ун-та, 2006. – 135 с.
17. Свод правил СП 61.13330.2012 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов СНиП 2.04.14
18. Теплоснабжение района города: учеб. Пособие / А.К. Тихомиров - Хабаровск: Изд-во Тихоокеан. Гос. Ун-та, 2006 -135с.

Приложение А

ТАБЛИЦА ГИДРАВЛИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ ДО ПЕРЕВОДА НА ЗАКРЫТУЮ СХЕМУ.

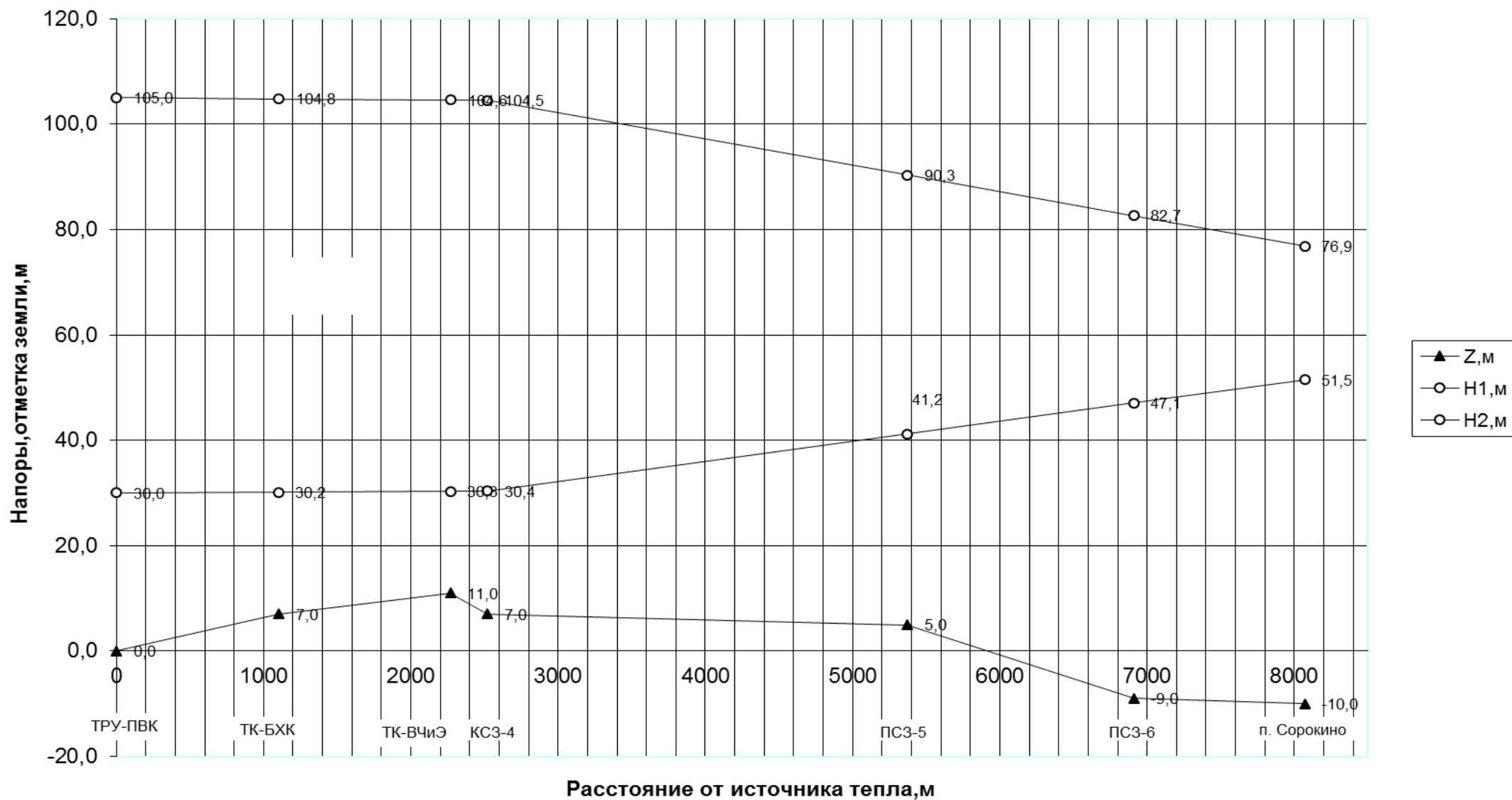
НОМЕР ПРЕД.УЧ.	НОМЕР ПОСЛ.УЧ.	ХАРАКТЕРИСТИКИ УЧАСТКА				ОБЪЁМ СЕТИ V м3	ЭКВИВ ШЕР. K,mm	Коэф. гидр. трения	Скорость потока м/с	Удельные потери на трение м.вод.ст.	Линейные потери м.вод.ст.	Местные потери м.вод.ст.	Сумм. потери м.вод.ст.	Напоры подача обратка м.вод.ст.	ЧИСЛО РЕЙНОЛЬДСА	
		ДИА- МЕТР D,mm	ДЛИНА L,m	СУММА												РАСХОД G,т/ч
				K.M.C												
1	2	3	4	5	6	6а	7	29	30	31	32	33	34	35	3	
										ТРУ Прямой трубопровод P1 =				105		
										ТРУ Обратный трубопровод P2 =				30		
						2542,31										
ТРУ-ПВК	ТК-БХК	600	1100	23,6	155,6,	311,02	30	0,0520	0,18	0,0001	0,16	0,04	0,20	104,80	557655	
		600	1100	23,6	120,4	311,02	30	0,0521	0,16	0,0001	0,12	0,03	0,15	30,15	237350	
ТК-БХК	КС3-3	600	1169	24,6	155,6	330,53	30	0,0520	0,18	0,0001	0,17	0,04	0,21	104,59	557655	
		600	1169	24,6	120,4	330,53	30	0,0521	0,16	0,0001	0,13	0,03	0,16	30,31	237350	
КС3-3	ТК1-ВЧиЭ	600	50	10,0	155,6	14,14	30	0,0520	0,18	0,0001	0,01	0,02	0,02	104,57	557655	
		600	50	10,0	120,4	14,14	30	0,0521	0,16	0,0001	0,01	0,01	0,02	30,33	237350	
ТК1-ВЧиЭ	КС3-4	600	250	6,1	155,6	70,69	30	0,0520	0,18	0,0001	0,04	0,01	0,05	104,52	557655	
		600	250	6,1	120,4	70,69	30	0,0521	0,16	0,0001	0,03	0,01	0,04	30,37	237350	
КС3-4	ПС3-3	300	340	11,7	155,6	24,03	10	0,0470	0,72	0,0042	1,42	0,31	1,74	102,78	1115310	
		300	340	11,7	120,4	24,03	10	0,0471	0,63	0,0032	1,09	0,24	1,33	31,69	474701	
ПС3-3	ПС3-5	300	2512	73,0	155,6	177,56	10	0,0470	0,72	0,0042	10,52	1,95	12,47	90,32	1115310	
		300	2512	73,0	120,4	177,56	10	0,0471	0,63	0,0032	8,03	1,49	9,52	41,21	474701	
ПС3-5	ПС3-6	300	1538	45,8	155,6	108,72	10	0,0470	0,72	0,0042	6,44	1,22	7,66	82,66	1115310	
		300	1538	45,8	120,4	108,72	10	0,0471	0,63	0,0032	4,92	0,93	5,85	47,06	474701	
ПС3-6	ПНС-10	300	1020	27,0	155,6	32,04	10	0,3159	0,00	0,0000	0,00	0,00	0,00	82,66	456637	
		300	1020	27,0	120,4	32,04	10	0,3159	0,00	0,0000	0,00	0,00	0,00	47,06	453738	
														82,66		
														30,00		

Приложение Б

ТАБЛИЦА ГИДРАВЛИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ ПОСЛЕ ПЕРЕВОДА НА ЗАКРЫТУЮ СХЕМУ.

НОМЕР ПОСЛ.УЧ.	ХАРАКТЕРИСТИКИ УЧАСТКА				ОБЪЁМ СЕТИ V м3	ЭКВИВ ШЕР. K,mm	Коеф. гидр. трения -	Скорость потока	Удельные потери на трение	Линейные потери	Местные потери	Сумм. потери	Напоры подача обратка	ЧИСЛО РЕЙНОЛЬДСА
	ДИА- МЕТР D,mm	ДЛИНА L,m	СУММА K.M.C	РАСХОД G,т/ч										
								м/с	м.вод.ст.	м.вод.ст.	м.вод.ст.	м.вод.ст.	м.вод.ст.	
2	3	4	5	6	6a	7	29	30	31	32	33	34	35	3
ТК-БХК	600	1100	23,6	186,8	310,86	30	0,05202	0,20	0,00017	0,19008	0,05000	0,24008	105	409406
	600	1100	23,6	186,8	310,86	30	0,05202	0,20	0,00017	0,19008	0,03750	0,22758	30	409406
КСЗ-3	600	1169	24,6	186,8	330,36	30	0,05202	0,20	0,00017	0,20201	0,05000	0,25201	104,9	409406
	600	1169	24,6	186,8	330,36	30	0,05202	0,20	0,00017	0,20201	0,03750	0,23951	30,1	409406
ТК1-ВЧиЭ	600	50	10	186,8	14,13	30	0,05202	0,20	0,00017	0,00864	0,02500	0,03364	104,7	409406
	600	50	10	186,8	14,13	30	0,05202	0,20	0,00017	0,00864	0,01250	0,02114	30,03	409406
КСЗ-4	600	250	6,1	186,8	70,65	30	0,05202	0,20	0,00017	0,04320	0,01250	0,05570	104,7	409406
	600	250	6,1	186,8	70,65	30	0,05202	0,20	0,00017	0,04320	0,01250	0,05570	30,03	409406
ПСЗ-3	300	340	11,7	186,8	24,02	10	0,04700	0,81	0,00500	1,69887	0,38750	2,08637	94,5	818812
	300	340	11,7	186,8	24,02	10	0,04700	0,81	0,00500	1,69887	0,30000	1,99887	40,5	818812
ПСЗ-5	300	2512	73	186,8	177,47	10	0,04700	0,81	0,00500	12,55166	2,43750	14,98916	89,1	818812
	300	2512	73	186,8	177,47	10	0,04700	0,81	0,00500	12,55166	1,86250	14,41416	46	818812
ПСЗ-6	300	1538	45,8	186,8	108,66	10	0,04700	0,81	0,00500	7,68489	1,52500	9,20989	83,3	818812
	300	1538	45,8	186,8	108,66	10	0,04700	0,81	0,00500	7,68489	1,16250	8,84739	50,4	818812
ПНС-10	300	1020	27	186,8	72,06	10	0,04700	0,81	0,00500	0,00000	0,00000	0,00000	83,3	818812
	300	1020	27	186,8	72,06	10	0,04700	0,81	0,00500	0,00000	0,00000	0,00000	50,4	818812
ТРУ Прямой трубопровод P1 =			105											
ТРУ Обратный трубопровод P2 =			30											

Приложение В Расчетный пьезометр ТМ-4 доперевода на закрытую схему теплоснабжения



Приложение Г **Расчетный пьезометр ТМ-4 после перевода на закрытую схему теплоснабжения**

