

Министерство образования и науки Российской Федерации
Филиал Федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего
профессионального образования
«Южно-Уральский государственный университет»
(национальный исследовательский университет)
в г. Нижневартовске

Кафедра «Информатика»

РАБОТА ПРОВЕРЕНА
Рецензент

_____ / _____ /

« _____ » _____ 2016 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав.кафедрой «Информатика»
к.т.н., доцент

_____ / С.Г. Пономарева /

« 30 » _____ 2016 г.

Проектирование системы управления насосной станции

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ- 200100. 2016.166.ПЗ ВКР

Консультанты
Экономическая часть

к.э.н., доцент

_____ / А. В. Прокопьев /
« 03 » _____ 2016 г.

Безопасность жизнедеятельности

к.т.н., доцент

_____ / А. Б. Тряпицын /
« 15 » _____ 2016 г.

Руководитель работы

к.т.н. доцент

_____ / А.А. Руппель /
« 27 » _____ 2016 г.

Автор работы

студент группы НвФл-431

_____ / Н.А. Расторгуев /
« 30 » _____ 2016 г.

Нормоконтролер

старший преподаватель

_____ / Л.Н. Буйлушкина /
« 30 » _____ 2016 г.



МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФИЛИАЛ ЮЖНО-УРАЛЬСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО УНИВЕРСИТЕТА
В Г. НИЖНЕВАРТОВСКЕ
КАФЕДРА «ИНФОРМАТИКА»

Направление 200100.62 Приборостроение

(цифр и полное наименование направления)

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой «Информатика»

к.т.н., доцент

/С.Г. Пономарева /

/личная подпись/

« 05 » февраля 2016г.

ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу студента

Расторгуева Николая Александровича

1. Тема работы: Проектирование системы управления насосной станции

Утверждена приказом ректора университета от «15» апреля 2016 г. № 661

2. Срок сдачи студентом законченной работы « 30 » мая 2016 г.

3. Исходные данные к работе:

1. Описание береговой насосной станции

2. Методы учета тепловой энергии

3. Межгосударственные стандарты (ГОСТ)

4. Содержание пояснительной записки:

1 Технологический раздел

2 Раздел автоматизации

3 Организационно-экономический раздел

4 Безопасность жизнедеятельности

АННОТАЦИЯ

Расторгуев Н.А. «Проектирование системы управления насосной станции» - Нижневартовск: филиал ЮУрГУ, Информатика: 2016, 85 с., 27 ил., 10 табл., библиогр. список – 20 наим.

Основной целью данной выпускной квалификационной работы являлось обеспечение режима технического водоснабжения главной энергетической установки.

Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи:

1. Обеспечение качества регулирования расхода технической воды.
2. Производство учета тепловой энергии на технические нужды.
3. Разработка структурной схемы системы управления насосной установки.
5. Выполнение моделирования системы управления.
6. Выбор аппаратных средств.

Для решения обозначенных задач было рассмотрено: технологическое описание системы, а именно подающий и обратный трубопровод; коммерческий учет тепловой энергии; расчет системы автоматизированного управления тепловым пунктом до модернизации и после; был выполнен подбор аппаратных средств для обеспечения режима технического водоснабжения главной энергетической установки.

200100.2016.166 ПЗ								
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	Проектирование системы управления насосной станции	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		Расторгуев Н.А.	<i>[Подпись]</i>	30.06.16		20	6	85
<i>Проверил</i>		Рунзь А.А.	<i>[Подпись]</i>	27.01.16				
<i>Рецензент</i>								
<i>Н.контр.</i>		Буйлушица Л.Н.	<i>[Подпись]</i>	32.06.16				
<i>Утвердил</i>		Покмерев С.Г.	<i>[Подпись]</i>	30.06.16				
						Филиал ФГБОУ ВПО «ЮУрГУ» (НИУ) в г. Нижневартовске кафедра «Информатика»		

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	9
1 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ	11
1.1 Оборудование тепловых сетей	11
1.1.1 Трасса и профиль теплопроводов.....	11
1.2 Схема тепловой сети.....	12
1.3 Режимы регулирования систем централизованного теплоснабже- ния.....	16
1.3.1 Методы регулирования.....	16
1.4 Технологическое описание.....	21
1.4.1 Назначение.....	21
1.4.2 Описание.....	23
1.4.3 Циркуляционные насосы N1 и N2.....	25
1.5 Условия управления, защит и блокировок.....	25
1.6 Технологический контроль и сигнализация.....	28
1.6.1 Объем технологического контроля.....	28
1.7 Задачи по совершенствованию системы автоматизированного управления на основе изменения её структуры и введения новых эле- ментов.....	30
1.7.1 Автоматизация и контроль перекачивающей насосной станции.....	30
1.8 Учет тепловой энергии.....	31
2 РАЗДЕЛ АВТОМАТИЗАЦИИ.....	38
2.1 Расчет по выбору параметров настройки технических элементов, у которых они не являются постоянными.....	38
2.2 Расчет системы автоматизированного управления теплового пункта до модернизации.....	40

2.2.1	Выбор типового непрерывного регулятора.....	42
2.2.2	Расчет системы автоматизированного управления теплого пункта с ПИ-регулятором.....	43
2.2.3	Расчет системы автоматизированного управления теплого пункта с ПИД-регулятором.....	46
2.2.4	Сводная таблица результатов расчета.....	47
2.3.	Выбор и описание контроллера.....	48
2.3.1	Установка нулей датчиков.....	52
2.3.2	Схема управления электрофицированной задвижки.....	53
2.3.3	Схема управления регулирующего клапана.....	54
2.3.4	Выбор регуляторов давления, температуры и расходомер.....	57
3	ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ.....	63
3.1	Расчетная стоимость.....	63
4	БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	67
4.1	Анализ опасных и вредных факторов труда на БНС.....	67
4.1.1	Меры по снижению опасных и вредных факторов береговой насосной станции.....	69
4.1.2	Действие электрического тока на человека береговой насосной станции.....	72
4.2	Инженерные решения перекачивающей насосной станции.....	74
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	83
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	84

ВВЕДЕНИЕ

Развитие теплофикации способствует решению многих важных народнохозяйственных и социальных проблем, таких как повышение тепловой и общей экономичности энергетического производства, обеспечение экономичного и качественного электроснабжения и теплоснабжения жилищно-коммунальных и промышленных комплексов, снижение трудозатрат в тепловом хозяйстве, улучшение экологической обстановки в городах и промышленных районах.

Для транспортировки тепла к потребителям используют трубопроводы — тепловые сети, которые могут передавать тепло с помощью воды и пара, их соответственно называют водяными и паровыми. В настоящее время тепловые сети передают тепло на большие расстояния. Во избежание больших потерь тепла они должны быть теплоизолированными.

В связи с повышением требований к качеству планировки и чистоте воздушного бассейна городов многие мощные тепловые электростанции (далее — ТЭЦ) размещаются на значительном расстоянии от районов теплового потребления, часто за пределами городской черты. Рост единичных мощностей источников теплоснабжения и радиусов передачи теплоты вызывает необходимость существенного повышения надежности и экономичности систем теплоснабжения.

Актуальная задача — совершенствование систем транспорта и распределения теплоты крупных городов в направлении:

- а) расширения диапазона безопасных гидравлических режимов;
- б) полноценного использования блокировочных связей между смежными тепломагистралями или смежными ТЭЦ;
- в) снижения потерь сетевой воды при авариях на магистральных теплопроводах;
- г) обеспечения автономной, независимой от тепловой сети циркуляции воды в системах теплоснабжения;

д) более широкого использования автоматического группового и местного регулирования в дополнение к центральному регулированию, внедрения систем дистанционного контроля и телеуправления.

Целями создания системы автоматического управления перекачивающей насосной станции является повышение качества ведения технологического режима и его безопасности, точности измерения и регулирования технологических параметров, оперативности действий персонала в аварийных ситуациях, надежности эксплуатации тепловых сетей.

1 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

1.1 Оборудование тепловых сетей

1.1.1 Трасса и профиль теплопроводов

Тепловая сеть — это система прочно и плотно соединенных между собой участков теплопроводов, по которым теплота с помощью теплоносителя (пара или горячей воды) транспортируется от источников к тепловым потребителям.

Направление теплопровода (трасса) выбирается по тепловой карте района с учетом материалов геодезической съемки, плана существующих и намечаемых надземных и подземных сооружений, данных о характеристике грунтов, высоте стояния грунтовых вод и т.п. Следует стремиться к прокладке магистральной трассы в районе наиболее плотной тепловой нагрузки, к наименьшей длине теплопроводов и минимальному объему работ по сооружению сети. Для предупреждения коррозии не рекомендуется прокладывать подземные тепловые сети в одном проезде параллельно с трамвайными путями и отсасывающими кабелями постоянного тока, а также на территориях бывших свалок, участков, подвергающихся затоплению загрязненными жидкостями, в заболоченных местах.

Вопрос о выборе типа теплопровода (надземный или подземный) решается с учетом местных условий и технико-экономических обоснований.

При высоком уровне грунтовых и внешних вод, большой густоте существующих подземных сооружений на трассе проектируемого теплопровода, сильно пересеченной оврагами местности и пересечении многоколенных железнодорожных путей в большинстве случаев отдается предпочтение надземным теплопроводам. Они обычно также применяются на территориях промышленных предприятий при совместной прокладке энергетических и технологических трубопроводов на общих эстакадах или высоких опорах.

В жилых районах из архитектурных соображений обычно применяется подземная прокладка тепловых сетей.

В особо тяжелых грунтовых условиях (вечномерзлые грунты, просаживающиеся и заболоченные участки) должны, как правило, применяться надземные теплопроводы.

При выборе трассы теплопровода следует руководствоваться в первую очередь условиями надежности теплоснабжения, безопасности работы обслуживающего персонала и населения, возможностью быстрой ликвидации неполадок и аварий. По условиям безопасности работы тепловых сетей и надежности теплоснабжения не допускается прокладка в общих каналах теплопроводов совместно с кислородопроводами, газопроводами, трубопроводами сжатого воздуха давлением выше 1,6 МПа, трубопроводами легковоспламеняющихся и ядовитых жидкостей и газов, трубопроводами фекальной и ливневой канализации. При проектировании подземных теплопроводов по условиям снижения начальных затрат следует выбирать минимальное количество камер, сооружая их только в пунктах установки арматуры и приборов, нуждающихся в обслуживании. Количество требующихся камер сокращается при применении сильфонных или линзовых компенсаторов, а также осевых компенсаторов с большим ходом (сдвоенных компенсаторов), естественной компенсации температурных деформаций [1].

1.2 Схема тепловой сети

Схема тепловой сети определяется размещением источников теплоты (ТЭЦ или котельных) по отношению к району теплового потребления, характером тепловой нагрузки потребителей района и видом теплоносителя.

Основные принципы, которыми следует руководствоваться при выборе схемы тепловой сети, — надежность и экономичность теплоснабжения. При выборе конфигурации тепловых сетей следует, как правило, стремиться к получению наиболее простых решений и наименьшей длины теплопроводов.

Более сложной задачей считается выбор схемы водяных тепловых сетей,

поскольку их нагрузка, как правило, менее концентрирована. Водяные тепловые сети в современных городах обслуживают большое число потребителей, измеряемое нередко тысячами и даже десятками тысяч присоединенных зданий, расположенных на территориях, измеряемых часто многими десятками квадратных километров.

Водяные сети менее долговечны по сравнению с паровыми главным образом из-за большей подверженности наружной коррозии стальных трубопроводов подземных водяных сетей по сравнению с паропроводами.

Кроме того, водяные тепловые сети более чувствительны к авариям из-за большей плотности теплоносителя. Аварийная уязвимость водяных тепловых сетей особенно заметно проявляется в крупных системах при зависимом присоединении отопительных установок к тепловой сети, поэтому при выборе схемы водяных тепловых сетей вопросам надежности и резервирования теплоснабжения необходимо уделить особое внимание. Водяные тепловые сети должны четко разделяться на магистральные и распределительные. К магистральным обычно относятся теплопроводы, соединяющие источники теплоты с районами теплового потребления, а также между собой. Теплоноситель поступает из магистральных сетей в распределительные сети и по распределительным сетям подается через групповые тепловые подстанции или местные тепловые подстанции к теплопотребляющим установкам абонентов. Непосредственное присоединение тепловых потребителей к магистральным сетям не следует допускать, за исключением случаев присоединения крупных промышленных предприятий.

Магистральные тепловые сети с помощью задвижек разделяются на секции длиной 1—3 км. При раскрытии (разрыве) трубопровода место отказа или аварии локализуется секционирующими задвижками.

Благодаря этому уменьшаются потери сетевой воды и сокращается длительность ремонта вследствие уменьшения времени, необходимого для дренажа воды из трубопровода перед проведением ремонта и для заполнения участка трубопровода сетевой водой после ремонта. Расстояние между секционирующими задвижками выбирается из условия, чтобы время, требуемое для проведения

ремонта, было меньше времени, в течение которого внутренняя температура t_B в отапливаемых помещениях при полном отключении отопления при расчетной наружной температуре для отопления $t_{H.O}$ не опускалась ниже минимального предельного значения, которое принимают обычно 12—14°C, в соответствии с договором теплоснабжения. Время, необходимое для проведения ремонта, возрастает с увеличением диаметра трубопровода, а также расстояния между секционирующими задвижками.

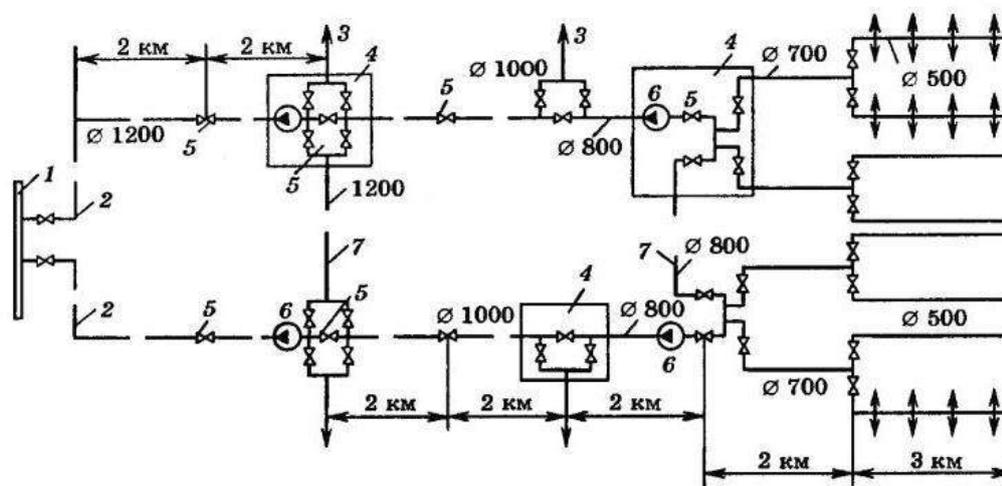


Рисунок 1.1 – Принципиальная однолинейная коммуникационная схема двухтрубной водяной тепловой сети с двумя магистралями (1 — коллектор ТЭЦ; 2 — магистральная сеть; 3 — распределительная сеть; 4 — секционирующая камера; 5 — секционирующая задвижка; 6 — насос; 7 — блокирующая связь)

Условие проведения ремонта теплопровода большого диаметра за период допустимого снижения внутренней температуры в отапливаемых зданиях трудно выполнить, так как время ремонта существенно возрастает с увеличением диаметра.

В этом случае необходимо предусматривать системное резервирование теплоснабжения при выходе из строя участка тепловой сети, если не выполняется вышеприведенное условие о времени ремонта. Одним из методов резервирования является блокировка смежных магистралей.

Секционирующие задвижки удобно размещать в узлах присоединения распределительных сетей к магистральным тепловым сетям.

В этих узловых камерах кроме секционирующих задвижек размещаются также головные задвижки распределительных сетей, задвижки на блокирующих линиях между смежными магистралями или между магистралями и резервными источниками теплоснабжения, например районными котельными.

В секционировании паровых магистралей нет необходимости, так как масса пара, требующаяся для заполнения длинных паропроводов, невелика. Секционные задвижки должны быть оборудованы электро- или гидроприводом и иметь телемеханическую связь с центральным диспетчерским пунктом. Распределительные сети должны иметь присоединение к магистрали с обеих сторон секционирующих задвижек с тем, чтобы можно было обеспечить бесперебойное теплоснабжение абонентов при авариях на любом секционированном участке магистрали.

Блокировочные связи между магистралями могут выполняться одностручными. Соответствующей схемой их присоединения к магистральной сети может быть предусмотрено использование блокировочной связи как для подающего, так и для обратного трубопровода.

В зданиях особой категории, которые не допускают перерывов в теплоснабжении, должна быть предусмотрена возможность резервного теплоснабжения от газовых или электрических нагревателей или же от местных котельных на случай аварийного прекращения централизованного теплоснабжения [2].

Расчетные аварийные расходы теплоты должны приниматься в соответствии с режимом работы предприятий.

На рисунке 1.1 приведена принципиальная однолинейная схема двухтрубной водяной тепловой сети от ТЭЦ электрической мощностью 500 МВт и тепловой мощностью 2000 МДж/с (1700 Гкал/ч). Радиус действия тепловой сети 15 км. До конечного района теплоснабжения сетевая вода передается по двум двухтрубным транзитным магистралям длиной 10 км. Диаметр

магистралей на выходе с ТЭЦ 1200 мм. По мере распределения воды в попутные ответвления диаметры магистральных линий уменьшаются. В конечный район теплового потребления сетевая вода вводится по четырем магистралям диаметром 700 мм, а затем распределяется по восьми магистралям диаметром 500 мм. Блокировочные связи между магистралями, а также резервирующие насосные подстанции установлены только на линиях диаметром 800 мм и более.

Такое решение допустимо в том случае, когда при принятом расстоянии между секционирующими задвижками (на схеме — 2 км) время, необходимое для ремонта трубопровода диаметром 700 мм, меньше времени, в течение которого внутренняя температура отапливаемых зданий при отключении отопления при наружной температуре $t_{н.о.}$ снизится от +18 до +12 °С (не ниже).

Блокировочные связи и секционирующие задвижки распределены таким образом, что при аварии на любом участке магистрали диаметром 800 мм и более обеспечивается теплоснабжение всех абонентов, присоединенных к тепловой сети. Теплоснабжение абонентов нарушается только при авариях на линиях диаметром 700 мм и менее. В этом случае прекращается теплоснабжение абонентов, расположенных за местом аварии (по ходу теплоты).

1.3 Режимы регулирования систем централизованного теплоснабжения

1.3.1 Методы регулирования

Тепловая нагрузка абонентов непостоянна. Она изменяется в зависимости от метеорологических условий (температуры наружного воздуха, скорости ветра, инсоляции), режима расхода воды на горячее водоснабжение, режима работы технологического оборудования и других факторов. Для обеспечения высокого качества теплоснабжения, а также экономичных режимов выработки теплоты на ТЭЦ или в котельных и транспортировки ее по тепловым сетям выбирается соответствующий метод регулирования.

В зависимости от пункта осуществления регулирования различают центральное, групповое, местное и индивидуальное регулирование.

Центральное регулирование выполняется на ТЭЦ или в котельной; групповое — на групповых тепловых подстанциях (далее – ГТП); местное — на местных тепловых подстанциях (далее – МТП), называемых часто абонентскими вводами; индивидуальное — непосредственно на тепло-потребляющих приборах. Функции ГТП, МТП выполняют перекачивающие насосные станции. В большинстве случаев тепловая нагрузка в районе разнородна. В одном и том же районе и даже на одном и том же абонентском вводе к тепловой сети присоединяется разнородная тепловая нагрузка, например: отопление и горячее водоснабжение; отопление, вентиляция и горячее водоснабжение и т.д. Кроме того, в крупных городах с протяженными тепловыми сетями абоненты, расположенные на разном расстоянии от ТЭЦ, из-за транспортного запаздывания теплоносителя находятся в неодинаковых условиях.

Для обеспечения высокой экономичности теплоснабжения следует применять комбинированное регулирование, которое должно являться рациональным сочетанием, по крайней мере, трех ступеней регулирования — центрального, группового или местного и индивидуального.

Однако индивидуальное регулирование непосредственно на теплопотребляющих приборах требует применения большого количества индивидуальных регуляторов. В настоящее время это не всегда выполнимо, потому что требуются большие затраты на реконструкцию действующих теплопотребляющих установок.

Особенно затруднена реконструкция систем отопления, которые выполнены по однотрубной схеме, когда работа одних нагревательных приборов жестко связана с работой других. Поэтому регулирование систем теплоснабжения и режимов отпуска теплоты ограничивается только двумя-тремя ступенями - центральным и групповым и (или) местным, а в системах теплоснабжения малой мощности — одной ступенью на источнике теплоты.

Эффективное регулирование может быть достигнуто только с помощью

соответствующих систем автоматического регулирования (далее – САР), а не вручную, как это имело место в начальный период развития централизованного теплоснабжения.

Центральное регулирование ведется по типовой тепловой нагрузке, характерной для большинства абонентов района.

Такой нагрузкой может быть как один вид нагрузки, например отопление, так и два разных вида при определенном их количественном соотношении, например отопление и горячее водоснабжение при заданном отношении расчетных значений этих нагрузок [2,4].

В настоящее время нашло широкое применение центральное регулирование по совмещенной нагрузке отопления и горячего водоснабжения, так как эти нагрузки являются основными в современных городах. При рассматриваемом методе регулирования можно удовлетворять нагрузку горячего водоснабжения без дополнительного увеличения или с незначительным увеличением расчетного расхода воды в сети по сравнению с расчетным расходом воды на отопление. Снижение расчетного расхода воды в сети приводит к уменьшению диаметров трубопроводов тепловых сетей, а следовательно, и к снижению начальных затрат на их сооружение.

Как при групповом, так и при местном регулировании используются САР, управляющие подачей теплоты в группы однотипных теплопотребляющих установок или приборов. При таком решении значительно сокращается количество устанавливаемых авторегуляторов, однако подача теплоты проводится по усредненному параметру для каждого вида тепловой нагрузки, измеряемому в одной или нескольких контрольных точках установки.

При наличии в местной системе разрегулировки нарушается требуемый температурный режим в отделенных точках, хотя среднее значение регулируемого параметра в контрольной точке системы при этом выдерживается. Для обеспечения высокого качества и экономичности теплоснабжения необходима тщательная начальная регулировка абонентской установки, обеспечивающая правильное распределение теплоносителя по отдельным приборам местной системы.

Основной метод регулирования тепловой нагрузки нагревательных приборов при использовании пара заключается в изменении температуры конденсации посредством дросселирования или же в изменении времени и работы прибора, т.е. работа так называемыми «пропусками». Оба метода регулирования являются местными.

В водяных системах централизованного теплоснабжения (далее – СЦТ) принципиально возможно использовать три метода центрального регулирования:

1) качественный, заключающийся в регулировании отпуска теплоты за счет изменения температуры теплоносителя на входе в прибор при сохранении постоянным количества (расхода) теплоносителя, подаваемого в регулируемую установку;

2) количественный, заключающийся в регулировании отпуска теплоты путем изменения расхода теплоносителя при постоянной температуре его на входе в регулируемую установку;

3) качественно-количественный, заключающийся в регулировании отпуска теплоты посредством одновременного изменения расхода и температуры теплоносителя.

При автоматизации абонентских вводов основное применение в городах получило центральное качественное регулирование, дополняемое на ГТП или МТП количественным регулированием или регулирование пропусками.

Качественная работа отопительных установок жилых и общественных зданий при применении количественного регулирования или регулирования пропусками возможна только при присоединении этих установок к тепловой сети по независимой схеме или по зависимой схеме со смесительным насосом, так как только при этих схемах присоединения в местных отопительных установках может поддерживаться расчетный расход воды независимо от ее расхода из тепловой сети. При присоединении отопительных установок к тепловой сети по зависимой схеме с элеватором без дополнительного смесительного насоса снижение расхода сетевой воды вызывает пропорциональное изменение ее расхода в местной системе. При уменьшении расхода воды в отопительной

установке увеличивается перепад температур воды в отопительных приборах и возрастает гравитационный перепад, что приводит к вертикальной разрегулировке отопительных систем, это обстоятельство ограничивает использование количественного регулирования в двухтрубных отопительных установках жилых зданий, имеющих, как правило, значительную высоту и небольшую потерю напора при расчетном расходе воды.

Разрегулировка в отопительных установках возникает также при регулировании пропусками, так как при периодических выключениях и включениях циркуляции отопительные приборы, находящиеся на различном расстоянии от узла регулирования, находятся в неодинаковых условиях.

При теплоснабжении от ТЭЦ комбинированная выработка электрической энергии при центральном качественном регулировании больше, чем при других методах центрального регулирования. Центральное количественное регулирование уступает качественному в отношении стабильности теплового режима отопительных установок, присоединенных к тепловой сети по зависимой схеме с элеваторным смешением без установки дополнительного смесительного насоса. Вследствие переменного расхода воды в сети расход электроэнергии на перекачку при количественном регулировании меньше, чем при качественном. При разнородной тепловой нагрузке, когда применение центрального регулирования в течение всего отопительного сезона не дает возможности сочетать требования различных абонентов, снабжаемых теплотой от единой тепловой сети, приходится менять метод центрального регулирования на различных диапазонах отопительного периода.

Центральное регулирование отпуска теплоты принципиально может осуществляться как при непрерывной, так и при периодической подаче теплоты абонентам — «пропусками». В последнем случае увязка графиков подачи и использования теплоты осуществляется с помощью различных теплоаккумулирующих установок [5].

1.4 Технологическое описание

1.4.1 Назначение

Система предназначена для подачи воды из реки Вах на охлаждение основного и вспомогательного оборудования энергоблока и отвода нагретой воды обратно в реку. Система находится в постоянном режиме работы.

Так же система используется при запуске циркуляционных насосов как трубопровод холостого сброса.

Маркировка оборудования, арматуры и трубопроводов приведена на чертеже 82E4A-31UPB-6220-NS.M.

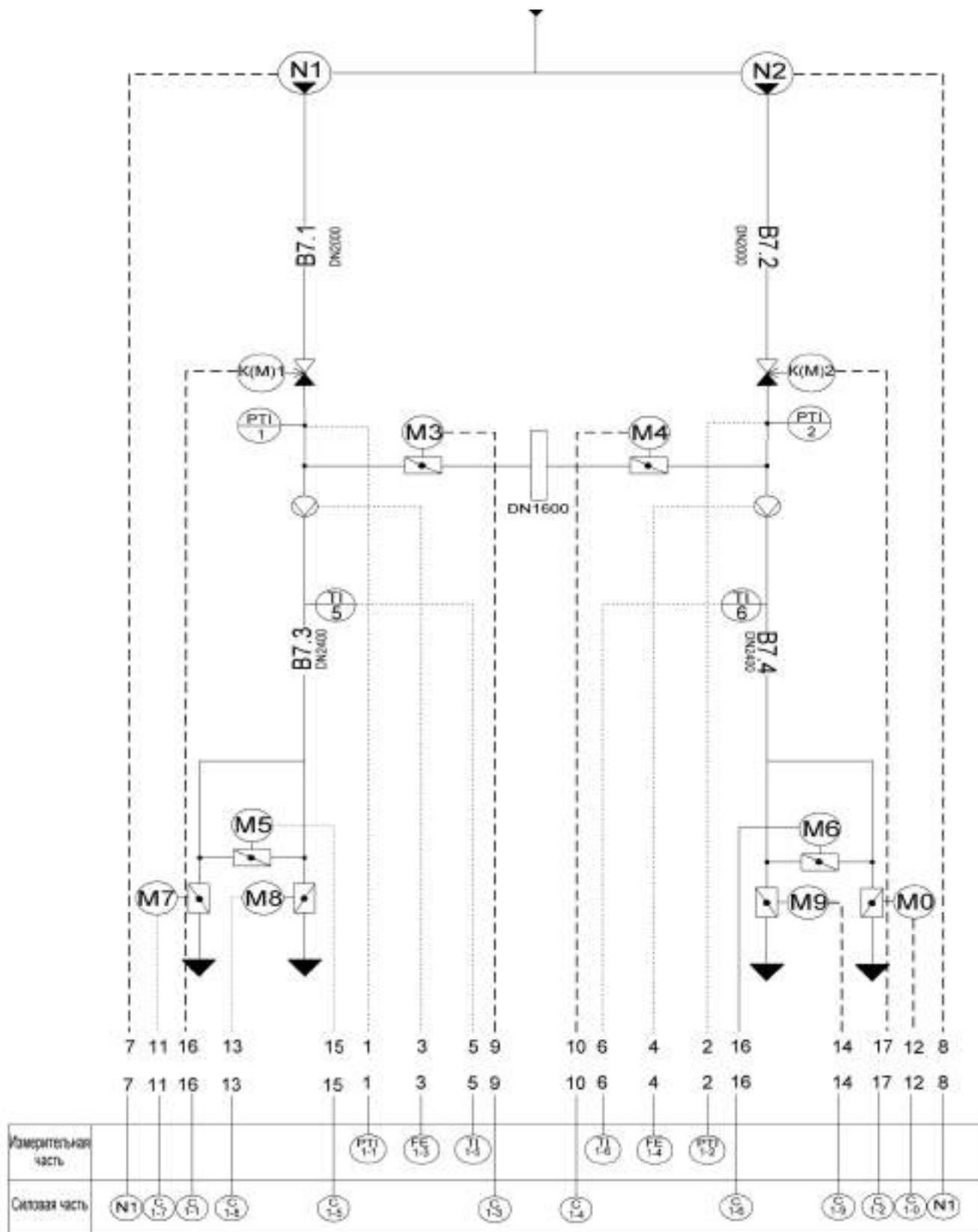


Рисунок 1.2 – Подводящий трубопровод

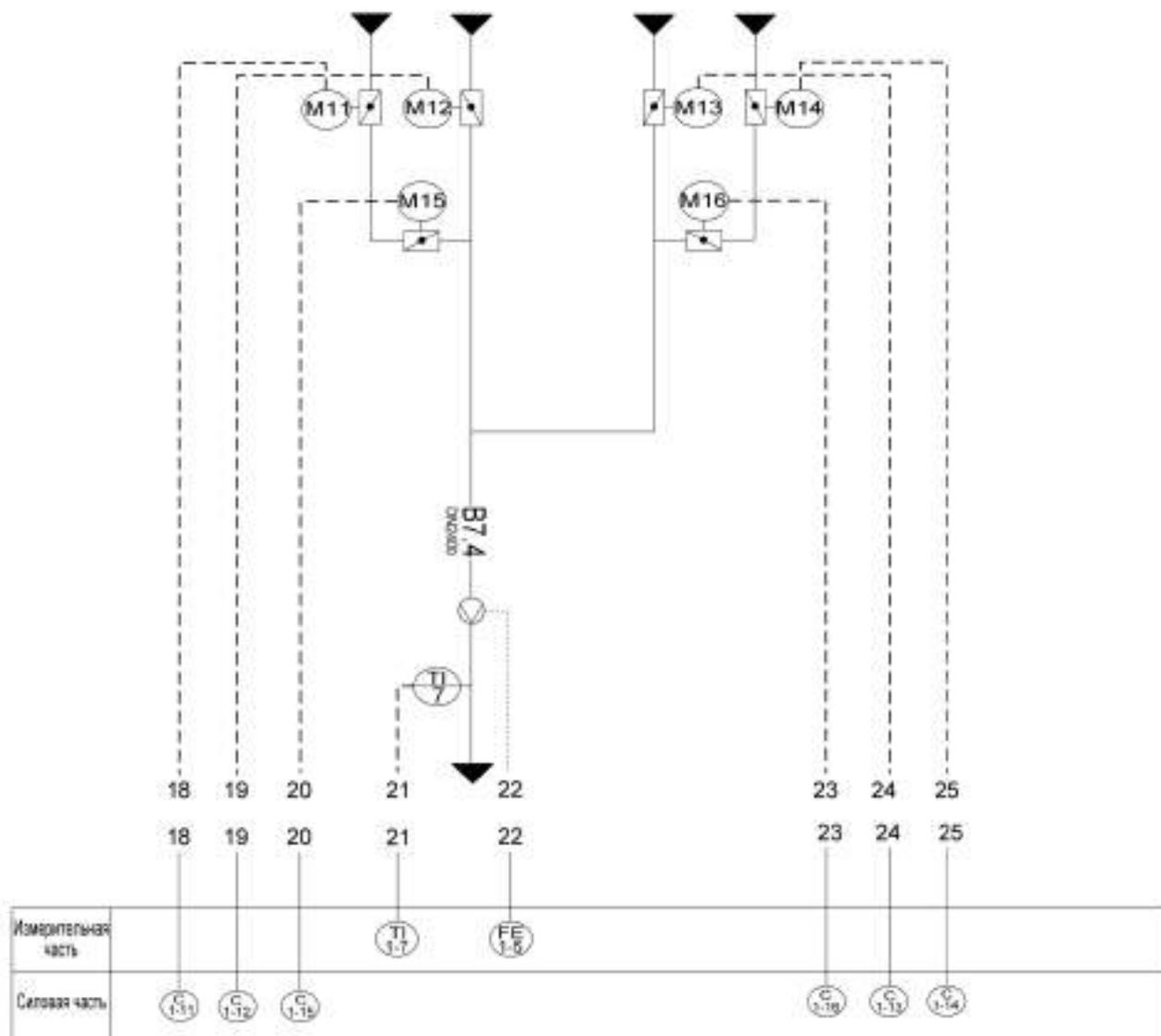


Рисунок 1.3 – Обратный трубопровод

1.4.2 Описание

По открытому подводящему каналу охлаждающая вода поступает к существующей береговой насосной станции (далее – БНС), в которой в две свободные ячейки устанавливаются циркуляционные насосные агрегаты.

Водоприемник каждого циркуляционного насоса имеет два входных окна, оборудованных сороудерживающими решетками для предварительной очистки воды. Также в водоприемной части БНС устанавливаются водоочистные вращающиеся сетки с наружным подводом воды.

Очищенная вода поступает на всас циркуляционных насосов N1 и N2. Расчетная производительность каждого насоса равна 100% от потребности в охлаждающей воде энергоблока. Любой из насосов может быть рабочим.

От рабочего циркуляционного насоса охлаждающая вода по напорному циркуляционному водопроводу В7.1 (В7.2) DN 2000 мм поступает в камеру переключений.

В камере переключений на каждом циркуляционного водопроводе устанавливается комбинированный обратный, запорный и регулирующий клапан с электроприводом К(М)1 и К(М)2. Комбинированный клапан настроен таким образом, что в положении привода «открыто» диск клапана может свободно перемещаться из положения «открыто» в положение «закрыто», то есть при движении рабочей среды в направлении потока клапан открывается, а при движении среды в обратном направлении клапан закрывается, тем самым выполняя функции обратного клапана. При положении привода «закрыто» диск клапана жестко зафиксирован в положении «закрыто».

Также в камере переключений выполняется перемычка между водопроводами DN 1600 мм с установкой на ней дисковых затворов с электроприводами ЗД1 и ЗД2,

От камеры переключений охлаждающая вода по двум напорным водопроводам В7.3 и В7.4 DN 2400 мм подается в район главного корпуса, затем двумя водопроводами непосредственно в главный корпус, где используется для охлаждения основного и вспомогательного оборудования.

В главном корпусе между подводящими и отводящими циркуляционными водопроводами имеются перемычки с установленными на них затворами ЗД3 и ЗД4.

Отвод охлаждающей воды в пределах главного корпуса осуществляется по двум водопроводам, от главного корпуса - одним водопроводом В7.4 DN 2400 мм в закрытый отводящий канал 31UQN с расположенным на нем сифонным колодцем. Затем вода поступает в открытый отводящий канал и через водосброс с рассеивающими выпусками в реку Вах.

В камере расходомеров на подводящих циркуляционных водопроводах установлены датчики расхода для коммерческого учета потребления воды.

1.4.3 Циркуляционные насосы N1 и N2

Диагональные вертикальные циркуляционные насосы предназначены для перекачки охлаждающей воды от БНС с напором, обеспечивающим подачу на конденсатор паровой турбины и вспомогательное оборудование энергоблока.

Для регулирования подачи циркуляционного насоса предусмотрен механизм разворота лопастей рабочего колеса с дистанционным управлением.

Основные технические характеристики насосов:

- тип насоса - 1600-BQDV-2100-3 6-LW-080;
- подача, л/с – 9720;
- напор, м - 20,8;
- тип электродвигателя - VSWC 1000F;
- мощность, кВт – 2800;
- напряжение, В – 6000;
- частота вращения, об/мин – 295.

1.5 Условия управления, защит и блокировок

Управление циркуляционными насосами производится из программно-технического комплекса автоматизированной системы управления (далее – ПТК АСУ ТП).

Для энергоблока устанавливаются два циркуляционных насоса M1 и M2. Один насос рабочий, второй резервный. Выбор рабочего и резервного насоса производится оператором.

Включение электродвигателя циркуляционного насоса, выбранного в режим «Рабочий», N1 и N2 возможно при соблюдении следующих условий:

- 1) Уровень воды за водоочистой вращающейся сеткой не ниже 31,500 м.

- 2) Отсутствуют сигналы, действующие на остановку насоса.
- 3) Разворот лопастей рабочего колеса циркуляционного насоса минус 3°.
- 4) Открыты затворы на подводящих циркуляционных водопроводах в главном корпусе.
- 5) Открыты затворы на сливных циркуляционных водопроводах в главном корпусе.
- 6) Открыты затворы на перемычках между подводящими и сливными циркуляционного водопроводами в главном корпусе.
- 7) Открыт затвор на соответствующем трубопроводе холостого сброса.

Включение электродвигателя циркуляционного насоса, выбранного в режим «Резервный», возможно при соблюдении следующих условий:

- 1) Уровень воды за водоочистой вращающейся сеткой не ниже 31,500 м.
 - Отсутствуют сигналы действующие на остановку насоса согласно.
 - Автоматическое включение резервного (далее – АВР) циркуляционных насосов в режиме «Автомат».

2) Автоматическое включение электродвигателя циркуляционного насоса, назначенного в режим «Резервный», осуществляется при аварийном отключении насоса, назначенного в режим «Рабочий», при условии, что АВР циркуляционного насоса в режиме «Автомат».

3) Автоматическое отключение электродвигателя циркуляционного насоса производится либо от действия релейной защиты электродвигателя, либо от нажатия кнопки аварийного отключения по месту, либо при выходе за аварийный предел значения одного из технологических параметров:

- повышении температуры обмотки статора электродвигателя до 140°C;
- повышении температуры радиального подшипника электродвигателя до 105°C;
- повышении температуры упорного подшипника электродвигателя до 105°C;
- повышении температуры упорного подшипника насоса до 80°C;

- повышении температуры масла упорного подшипника насоса до 80°C;
- повышении температуры охлаждающего воздуха на входе в воздухоохладитель электродвигателя до 130°C;
- повышении температуры охлаждающего воздуха на выходе из воздухоохладителя электродвигателя до 130°C;
- понижении уровня воды за водоочистой вращающейся сеткой до отметки 31,000 м.

При останове электродвигателя циркуляционного насоса включаются встроенные в электродвигатель нагревательные устройства для исключения конденсации влаги на его внутренних поверхностях.

Разворот лопастей рабочего колеса циркуляционного насоса автоматически устанавливается в заданное оператором положение при соблюдении следующих условий:

- включен электродвигатель соответствующего циркуляционного насоса и прошло 15 сек. (уточняется при наладке);
- регулятор расхода циркуляционной воды в режиме «Дистанция».

Разворот лопастей рабочего колеса циркуляционного насоса, назначенного в режим «Резервный», автоматически устанавливается (отслеживается) в положение угла разворота лопастей циркуляционного насоса, назначенного в режим «Рабочий», при соблюдении следующих условий:

- включен электродвигатель циркуляционного насоса, назначенного в режим «Рабочий», и прошло 15 сек. (уточняется при наладке);
- АВР циркуляционного насоса в режиме «Автомат».

Комбинированный затвор несоответствующем напорном циркуляционном водопроводе циркуляционного насоса автоматически открывается (при этом затвор работает в режиме обратного клапана) при соблюдении любого из следующих условий:

- включен электродвигатель соответствующего циркуляционного насоса N2 (N1) и прошло 30 сек. (уточняется при наладке);

– включен электродвигатель циркуляционного насоса, выбранного в режим «Рабочий», N1 (N2), и АВР циркуляционных насосов в режиме «Автомат».

1.6 Технологический контроль и сигнализация

1.6.1 Объем технологического контроля

Уровень воды после водоочистных вращающихся сеток измеряется датчиками гидростатического давления (уровня). Показания приборов передаются в ПТК АСУ ТП.

На всасе каждого циркуляционного насоса установлены датчики давления и показания приборов передаются в ПТК АСУ ТП.

На напорном колене каждого циркуляционного насоса установлены местные манометры.

Для измерения давления на напоре циркуляционного насоса предусмотрены датчики давления. Показания приборов передаются в ПТК АСУ ТП.

На напорных циркуляционных водопроводах в камере переключений после комбинированных клапанов установлены датчики давления и с передачей показаний в ПТК АСУ ТП и местные манометры.

Для контроля температуры упорного подшипника каждого циркуляционного насоса предусмотрены термометры с преобразователями с передачей показаний в ПТК АСУ ТП.

Для контроля температуры радиального подшипника электродвигателя предусмотрены термометры с преобразователями с передачей показаний в ПТК АСУ ТП.

Для контроля температуры упорного подшипника электродвигателя предусмотрены термометры с преобразователями с передачей показаний в ПТК АСУ ТП.

Для контроля температуры охлаждающей воды на входе и выходе из воздухоохладителя электродвигателя предусмотрены термометры с преобразователями с передачей показаний в ПТК АСУ ТП.

Для контроля температуры охлаждающего воздуха на входе и выходе из воздухоохладителя электродвигателя предусмотрены термометры с преобразователями с передачей показаний в ПТК АСУ ТП.

Для контроля вибрации упорного подшипника насоса предусмотрены датчики вибрации с передачей показаний в ПТК АСУ ТП.

Текущее значение угла установки лопастей циркуляционного насоса от датчиков выводится в ПТК АСУ ТП.

Для дистанционного контроля уровней воды в водоприемных камерах БНС устанавливаются датчики уровней с передачей показаний в ПТК АСУ ТП.

В ПТК АСУ ТП формируется предупредительная сигнализация, с соответствующей расшифровкой, при выходе значения за предел для следующих технологических параметров:

- повышении температуры обмотки статора электродвигателя до 130°C;
- повышении температуры радиального подшипника электродвигателя до 95°C;
- повышении температуры упорного подшипника электродвигателя до 95°C;
- повышении температуры упорного подшипника насоса до 70°C;
- повышении температуры масла упорного подшипника насоса до 70°C;
- повышении температуры охлаждающего воздуха на входе в воздухоохладитель электродвигателя до 120°C;
- повышении температуры охлаждающего воздуха на выходе из воздухоохладителя электродвигателя до 120°C;
- понижении уровня воды после водоочистных вращающихся сеток до отметки 31,500 м.[6].

1.7 Задачи по совершенствованию системы автоматизированного управления на основе изменения её структуры и введения новых элементов

1.7.1 Автоматизация и контроль перекачивающей насосной станции

На сегодняшний день трудно представить, что какое-либо производство может обойтись без примитивного регулятора.

В настоящее время сделаны большие достижения в области автоматизированного контроля и управления за технологическими процессами отходя от громоздких щитов и пультов операторов осваивая интегрированные локальные сети автоматизированных систем управления.

Современные средства автоматизации (датчики, регуляторы, контроллеры, исполнительные механизмы и т.д.) стали интеллектуальными.

Так, например регуляторы имеют встроенные интерфейсы для общения в сети. Применение интерфейса как RS-485 - позволяет использовать их как в комплекте с управляющим ядром, так и в различных других SCADA-системах.

В тепловых сетях следует предусматривать:

1) автоматические регуляторы и блокировки, обеспечивающие:

– заданное давление воды в подающем или обратном трубопроводах водяных тепловых сетей с поддержанием в подающем трубопроводе постоянного давления “после себя” и в обратном — “до себя” (регулятор подпора);

– деление (рассечку) водяной сети на гидравлически независимые зоны при повышении давления воды сверх допустимого;

– включение подпиточных устройств в узлах рассечки для поддержания статического давления воды в отключенной зоне на заданном уровне [3].

Автоматизация подкачивающих насосных на подающих и обратных трубопроводах водяных тепловых сетей обеспечивает:

– постоянное заданное давление в подающем или обратном трубопроводах насосной при любых режимах работы сети;

– включение резервного насоса, установленного на обратном трубопроводе, при повышении давления сверх допустимого во всасывающем трубопроводе насосной или установленного на подающем трубопроводе — при снижении давления в напорном трубопроводе насосной;

– автоматическое включение резервного насоса (АВР) при отключении работающего или падении давления в напорном патрубке.

Дренажные насосы обеспечивают автоматическую откачку дренажей.

Автоматизация смесительных насосных обеспечивает постоянство заданной температуры смешения и защиту тепловых сетей после смесительных насосов от повышения температуры воды против заданной при остановке насосов.

Насосные оснащены комплектом показывающих и регистрирующих приборов (включая измерение расходов воды), устанавливаемых по месту или на щите управления, сигнализацией состояния и неисправности оборудования на щите управления.

1.8 Учет тепловой энергии

В соответствии с Федеральным законом от 27.07.2010 № 190-ФЗ (ред. От 28.11.2015) «О Теплоснабжении». Коммерческого учета тепловой энергии, теплоносителя осуществляется следующим образом:

– теплоснабжение подлежит коммерческому учету;

– коммерческий учет тепловой энергии, теплоносителя осуществляется путем их измерения приборами учета, которые устанавливаются в точке учета, расположенной на границе балансовой принадлежности;

– осуществление коммерческого учета тепловой энергии, теплоносителя расчетным путем допускается в следующих случаях:

- 1) отсутствие в точках учета приборов учета;
- 2) неисправность приборов учета;

3) нарушение установленных договором теплоснабжения сроков представления показаний приборов учета, являющихся собственностью потребителя.

– ввод в эксплуатацию источников тепловой энергии и подключение теплопотребляющих установок новых потребителей без оборудования точек учета приборами учета согласно правилам коммерческого учета тепловой энергии, теплоносителя не допускаются;

– владельцы источников тепловой энергии, тепловых сетей и не имеющие приборов учета потребители обязаны организовать коммерческий учет тепловой энергии, теплоносителя с использованием приборов учета в порядке и в сроки, которые определены законодательством об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности;

– коммерческий учет поставляемых потребителям тепловой энергии (мощности), теплоносителя может быть организован как теплоснабжающими организациями, так и потребителями тепловой энергии.

Методики определения потребления тепловой энергии:

Практически во всех странах, где организован коммерческий учета тепла, применяется известная формула для учета тепла

$$Q = G \cdot (h_1 - h_2), \quad (1)$$

где G — масса теплоносителя в системе теплоснабжения;

h_1, h_2 — удельные энтальпии теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах системы соответственно (далее энтальпия).

Формула (1) достаточно проста, но проблема в том, что ни одну из входящих в неё переменных недоступна для прямого измерения. Измерены могут быть не масса, а расход теплоносителя (как правило, объемный), а также его температура t и давление P . При таких исходных данных энтальпия может быть вычислена как функция температуры и давления, а масса — как интеграл массового расхода за определенный интервал времени. При этом для перехода от

объемного расхода к массовому необходимо вычислять плотность теплоносителя, также зависящую от давления и температуры.

Т.е. необходимо решить систему уравнений

$$\begin{cases} h = f(t, P), \\ G = \rho V, \\ p = f(t, P) \end{cases}, \quad (1.1)$$

где t — температура,

P — давление,

ρ — плотность,

V — объем теплоносителя.

Для вычисления зависимости $h(t,P)$, а равно и $\rho(t,P)$ используют аппроксимирующие полиномы – алгоритмы вычисления плотности и энтальпии. Вид полинома в каждом случае различен, что заставляет задуматься о точности вычисления зависимостей плотности теплоносителя и его энтальпии от температуры и давления.

Теплосчетчик измеряет расход теплоносителя, а для «перехода» от расхода к количеству (объему или массе) применяется такая математическая операция, как интегрирование. Расчетное устройство теплосчетчика вычисляет интеграл одним из известных из численных методов. Этот метод может быть любым, если он обеспечивает требуемые метрологические характеристики. При этом большое значение приобретает временной интервал, в течение которого обновляется информация о значениях параметров теплоносителя (расходы, температуры), участвующих в алгоритмах интегрирования, так как скорости движения теплоносителя в трубопроводах систем теплоснабжения нестационарна (особенно в открытых системах).

Ошибка в определении величины потребленной тепловой энергии может быть вызвана учетом «энтальпии холодной воды». Эта энтальпия присутствует и в формулах из Правил учета:

$$Q = G_1 \cdot (h_1 - h_2) + Q_{II} + (G_1 - G_2) \cdot (h_2 - h_{XB}) \quad (1.2)$$

и в применяемых в большинстве теплосчетчиков алгоритмах для открытых систем вида

$$Q = G_1 \cdot (h_1 - h_{XB}) - Q_2 \cdot (h_2 - h_{XB}) \quad (1.3)$$

Так как данная энтальпия (и, соответственно, температура) это параметр источника теплоты, и измерить его у потребителя невозможно, то вводить его вводят в теплосчетчик, как константу, согласованную с поставщиком тепла, либо учитывать по окончании отчетного периода, используя результаты измерений на источнике.

Таким образом, при реализации простейшей формулы (1) скрыты потенциальные ошибки: способы вычисления теплосчетчиком энтальпий и масс не проверяются при сертификации средств измерений, не «поддаются» метрологической поверке, не отражаются в документации на приборы.

Вследствие этого за рубежом используется формула

$$Q = V \cdot Kt \cdot (t_1 - t_2) , \quad (1.4)$$

где Kt — тепловой коэффициент (известный также как коэффициент Штюка), Дж/м³·°С;

t_1 и t_2 — температура теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах соответственно, °С.

Известно, что формула (1.4) характеризуется значительной методической погрешностью теплового коэффициента по сравнению с (1), однако данный факт никак не учитывается при сертификации в России теплосчетчиков зарубежного производства.

Результаты измерений должны быть обработаны и сохранены в виде, пригодном для формирования отчетных ведомостей, выставления счетов к оплате, анализа режимов теплопотребления и т.д. Именно поэтому подавляющее большинство современных теплосчетчиков наделено функциями архивирования результатов измерений тепловой энергии и параметров теплоносителя. По содержимому почасовых или посуточных архивов составляются отчетные

сводки, форма которых рекомендована действующими Правилами учета. Но беда в том, что ни эти Правила, ни один другой из существующих документов не определяют способов и методов архивирования. Здесь имеются в виду алгоритмы интегрирования и/или усреднения значений параметров теплоносителя и тепловой энергии за архивные интервалы времени, необходимость сохранения взаимосвязи их значений внутри архивных записей, относящихся к одним и тем же интервалам и т.п. Поэтому теоретически данные в архивах двух теплосчетчиков разных производителей, работающих в одной и той же системе теплоснабжения по одной и той же формуле (например, по формуле (1)) могут различаться.

Ассортимент теплосчетчиков, предлагаемый различными фирмами достаточно широк. Например, счетчики тепловой энергии СТС.М., которые предназначены для измерения и учета, отданной или потребленной тепловой энергии в тепловой сети при закрытой или открытой системах теплоснабжения, где в качестве теплоносителя используется горячая вода.



Рисунок – 1.4 Счётчики тепловой энергии СТС.М

Функции счетчиков тепловой энергии СТС.М:

- измерение расхода теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах, в системе горячего водоснабжения в м³/ч и т/ч;
- измерение температуры теплоносителя (горячей воды) в градусах Цельсия;
- измерение давления теплоносителя (горячей воды) в мегапаскалях;
- измерение времени наработки при включенном питании и индикацию часов реального времени;
- измерение (определение) количества теплоты за любой промежуток времени;
- измерение объема (массы) теплоносителя нарастающим итогом за любой промежуток времени;
- вычисление среднечасовых значений текущих параметров теплоносителя (давление, температура);
- визуализация всех измеренных и вычисленных значений параметров на встроенном дисплее;
- передача информации на верхний уровень при помощи стандартного интерфейса RS-232 или RS-485;
- регистрация и хранение за последние два месяца информации об указанных параметрах теплоносителя и времени наработки счетчика СТС.М;
- запись сохраняемой информации по запросу оператора на внешнее устройство памяти (карта памяти типа MMC/SD, устройство USB или другие специальные считыватели);
- самодиагностика и тестирование блоков и узлов, входящих в состав счетчика СТС.М;
- сохранение информации о среднечасовых и итоговых параметрах при отключении питания.

Технические характеристики:

- Мощность, потребляемая счетчиком СТС.М, при максимальном количестве подключенных датчиков, не превышает 50 В·А.

– Длина линии связи между тепловычислителем и датчиками расхода, давления, температуры не более 200 м.

– Основная относительная погрешность измерения объемного (массового) расхода, объема (массы) теплоносителя не превышает:

±1,7 % в диапазоне эксплуатационных расходов при градуировке датчиков расхода натурным способом;

±1,7 % в диапазоне расходов от 0,04 Q_{\max} до Q_{\max} при градуировке датчика расхода имитационным способом.

–Основная погрешность измерения количества теплоты не превышает:

±4 % при разнице температур теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах более 20 °С;

±5 % при разнице температур от 10 до 20 °С.

Однако при необходимости организации учета тепловой энергии целесообразно приобретать оборудование и технологии после утверждения новых Правил учета тепловой энергии.

Вывод по разделу один:

В данном разделе был изучен необходимый теоретический материал. Проанализирована предметная область, была более подробно рассмотрена система распределения потоков воды в системе водоснабжения, система контроля технологических параметров энергоблока, так как они являются системами для обслуживания энергоблока, связанные с насосной установкой, а так же был рассмотрен коммерческий учет тепловой энергии.

2 РАЗДЕЛ АВТОМАТИЗАЦИИ

2.1 Расчет по выбору параметров настройки технических элементов, у которых они не являются постоянными

На основе структурной схемы ТП была составлена структурно-функциональная схема контура регулирования АСР ТП

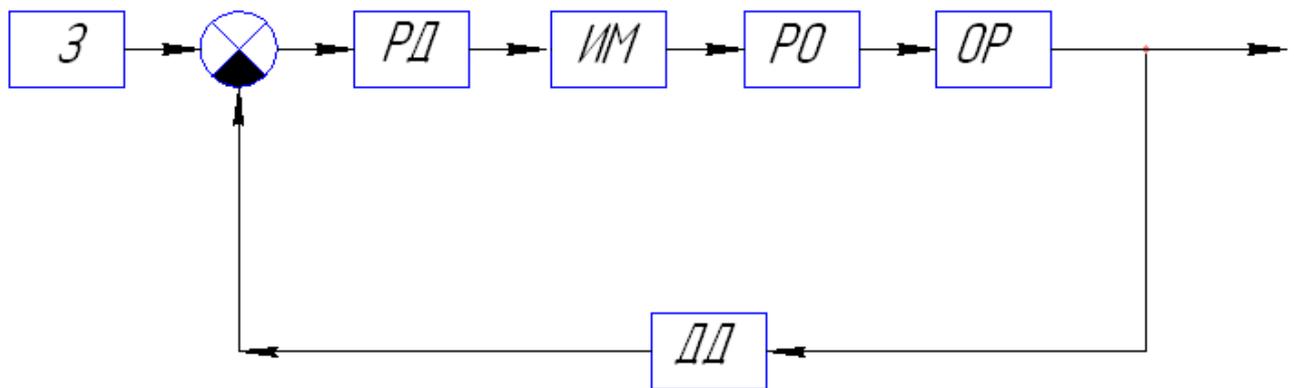


Рисунок 2.1 – Схема структурно-функциональная контура регулирования АСР ТП (З – задатчик; РД – регулятор давления; ИМ – исполнительный механизм; РО – регулирующий орган (насос); ОР – объект регулирования; ДД – датчик давления [10])

Для анализа САР процесса производства ТП, составим алгоритмическую схему.

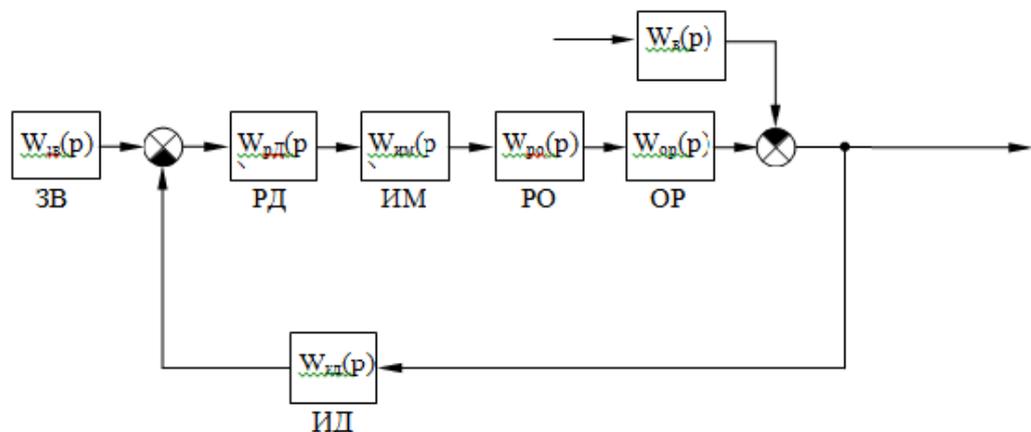


Рисунок 2.2 – Алгоритмическая схема системы регулирования контура

Первичный измерительный преобразователь давления описывается апериодическим звеном с передаточной функцией

$$W_{ud} = \frac{k_{ud}}{T_{\partial}p + 1} \quad (2.1)$$

Задающий элемент описывается пропорциональным звеном с передаточной функцией

$$W_{\text{з}}(p) = k_{\text{з}} \quad (2.2)$$

Элементы сравнения описываются пропорциональными звеньями с передаточными функциями

$$W_{\text{эст}} = W_{\text{эсд}} = 1 \quad (2.3)$$

Регулятор давления является П - регулятор

$$W_{p\partial} = k_{p\partial} \quad (2.4)$$

После модернизации ПИ – регулятор и ПИД - регулятор

$$W_{p\partial} = k_{p\partial} \left(1 + \frac{1}{T_{ud}p} \right) \quad (2.5)$$

$$W_{pm} = k_{pm} \left(1 + \frac{1}{T_{um}p} \right) \quad (2.6)$$

Исполнительный механизм описывается интегрирующим звеном с передаточной функцией

$$W_{um} = \frac{k_{um}}{T_{um}p} \quad (2.7)$$

Рабочий орган описывается апериодическим звеном 1-го порядка

$$W_{po} = \frac{k_{po}}{T_{po}p + 1} \quad (2.8)$$

Таблица 2.1 – Данные для расчета

Параметр	Обозначения	Величина
Коэффициент усиления ОР по основному каналу	K_{OP}	0,19
Постоянная времени ОР по основному каналу	T_{OP}	3 мин
Время запаздывания ОР по основному каналу	τ_{OP}	5 мин
Коэффициент усиления ОР по вспомогательному каналу	K_B	0,27
Постоянная времени ОР по вспомогательному каналу	T_B	2 мин
Время запаздывания ОР по вспомогательному каналу	τ_B	3 мин
Коэффициент усиления ИД	$K_{ИД}$	0,23
Постоянная времени ИД	$T_{ИД}$	1,13
Коэффициент усиления ИМ	$K_{ИМ}$	0,1
Постоянная времени ИМ	$T_{ИМ}$	0,15
Коэффициент усиления РО	$K_{РО}$	0,37
Постоянная времени РО	$T_{РО}$	0,27
Коэффициент усиления ЗВ	$K_{ЗВ}$	1

2.2 Расчет системы автоматизированного управления теплового пункта до модернизации

Систему регулирования представим в виде структурной схемы. Система состоит из регулирующего органа, исполнительного механизма, объекта управления и датчика, включенного в обратную связь.

Составим САР без корректирующего звена.

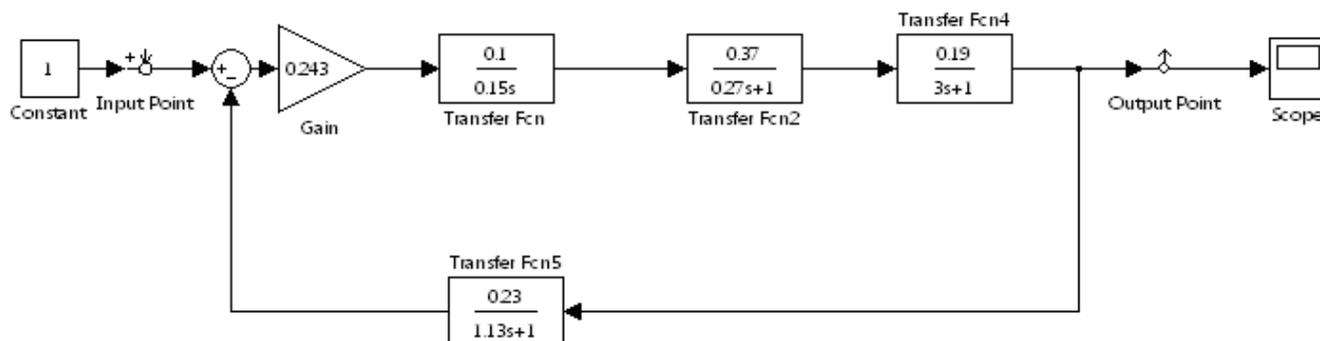


Рисунок 2.3 – Модель системы автоматического регулирования

Проверяем, выполняются ли требования заданные для данной системы.
Для этого строим переходную характеристику:

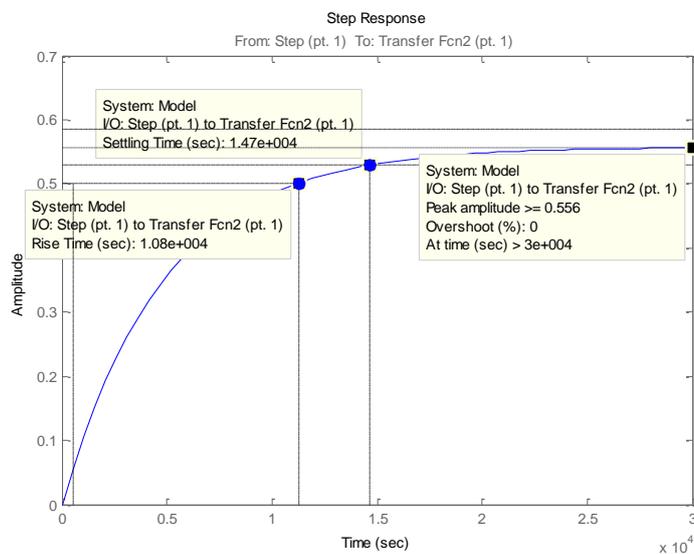


Рисунок 2.4 – Переходная характеристика

- время нарастания переходного процесса (Rise time) = $1.08e+004$ с.;
- время регулирования (Setting time) = $1.47e+004$ с.;
- максимальное перерегулирование (Overshoot) = 0%.

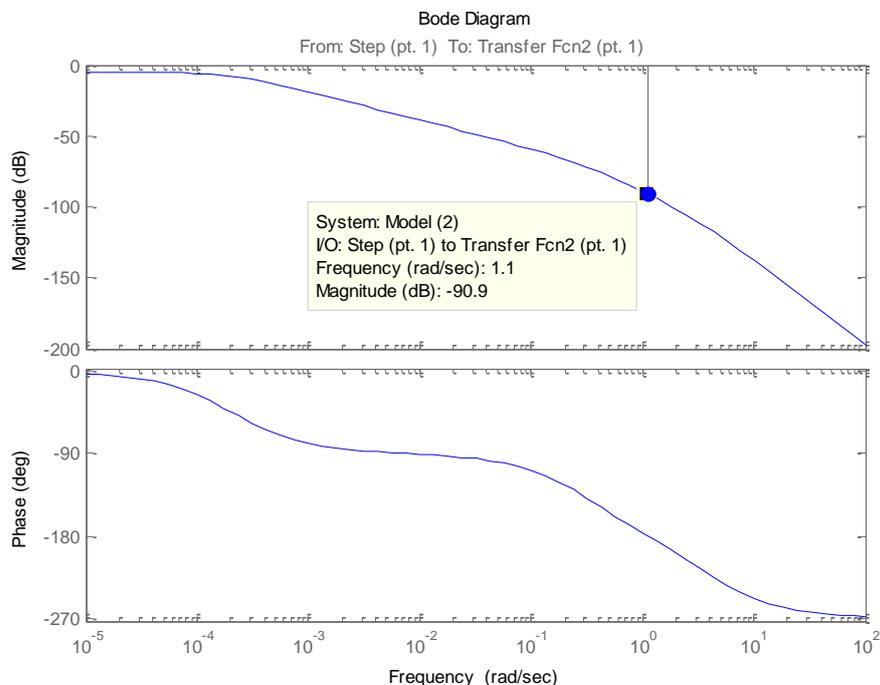


Рисунок 2.5 – ЛАХ и ЛФХ разомкнутой системы

Запас устойчивости по амплитуде $\Delta L = 90,9 \text{ dB}$

Запас устойчивости по фазе $\Delta \varphi = \text{inf}$

Данная система не удовлетворяет требованиям к автоматизированной системе управления.

Необходимо подобрать автоматический регулятор и его настройки, гарантирующий требуемое качество регулирования.

2.2.1 Выбор типового непрерывного регулятора

В любой АСР управляющее воздействие на объект регулирования формируется автоматическим регулятором в соответствии с принятым алгоритмом регулирования и требуемым качеством АСР.

Необходимым условием надежной устойчивой работы АСР является правильный выбор типа регулятора и его настроек, гарантирующий требуемое качество регулирования.

Существует множество методик выбора регулятора. Воспользуемся методикой, основанной на анализе вида передаточной функции объекта регулирования.

В зависимости от свойств объектов управления, определяемых его передаточной функцией и параметрами, и предполагаемого вида переходного процесса выбирается тип и настройка линейных регуляторов.

Основные области применения линейных регуляторов определяются с учетом следующих рекомендаций:

И-регулятор со статическим объект регулирования (далее – ОР) – при медленных изменениях возмущений и малом времени запаздывания ($\tau/T < 0.1$);

П-регулятор со статическим и астатическим ОР – при любой инерционности и времени запаздывания, определяемом соотношением $\tau/T < 0.1$;

ПИ-регулятор – при любой инерционности и времени запаздывания ОР, определяемом соотношением $\tau/T < 1$;

ПИД-регуляторы при условии $\tau/T < 1$ и малой колебательности исходных процессов.

2.2.2 Расчет системы автоматизированного управления теплового пункта с ПИ-регулятором

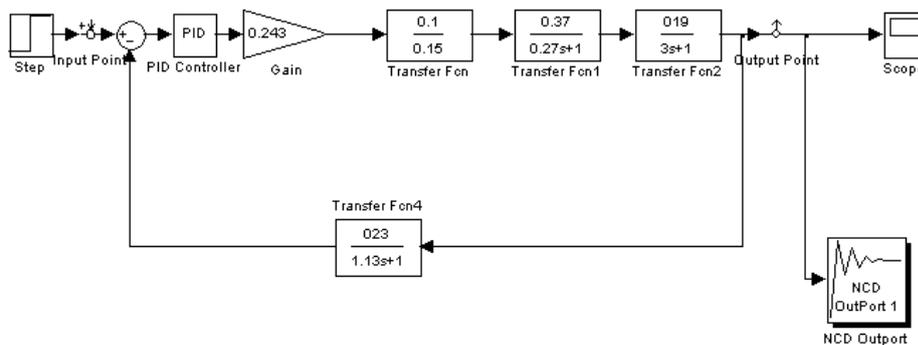


Рисунок 2.6 – Модель системы

Постановка задачи оптимизации в данном случае такова: при заданных структуре объекта управления и неопределенностях его параметров необходимо найти значения коэффициентов K_p , K_i , K_d регулятора, при которых в представленной замкнутой структуре переходный процесс будет иметь оптимальные значения, а именно время переходного процесса, запасы устойчивости по фазе и амплитуде, и т.п.

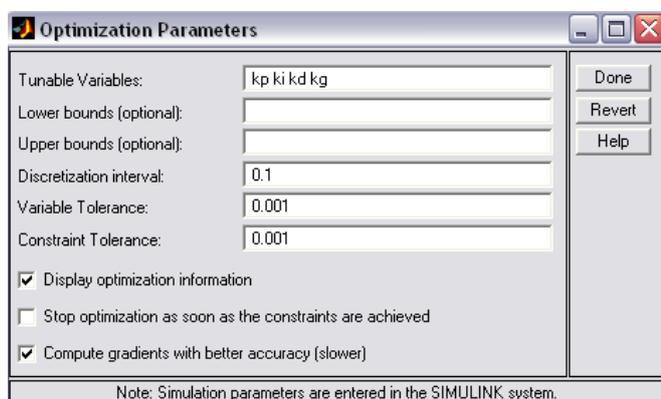


Рисунок 2.7 – Окно задания настроек параметров

Коэффициенты K_i и K_d устанавливаются равными нулю, а коэффициент K_r увеличивается до тех пор, пока система не потеряет устойчивость.

Для того чтобы увидеть на экране монитора момент неустойчивости системы, в её структуру необходимо ввести осциллоскоп, как показано на рисунке 2.8. Значение K_r необходимо вводить в командной строке MATLAB.

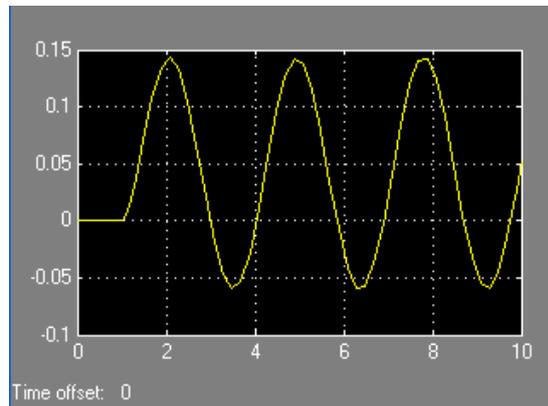


Рисунок 2.8 – График установившихся колебаний выходной координаты системы

Проверяем, выполняются ли требования заданные для данной системы. Для этого строим переходную характеристику.

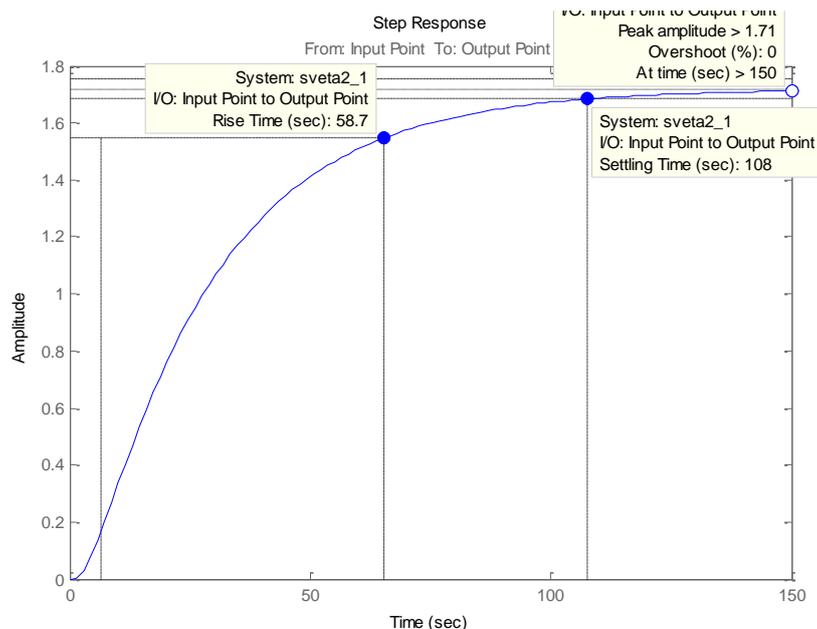


Рисунок 2.9 – Переходная характеристика модели

- время нарастания переходного процесса (Rise time) = 58,7с.;
- время регулирования (Setting time) = 108 с.;
- максимальное перерегуливание (Overshoot) = 0%.

Для разомкнутой системы построим ЛАХ и ЛФХ:

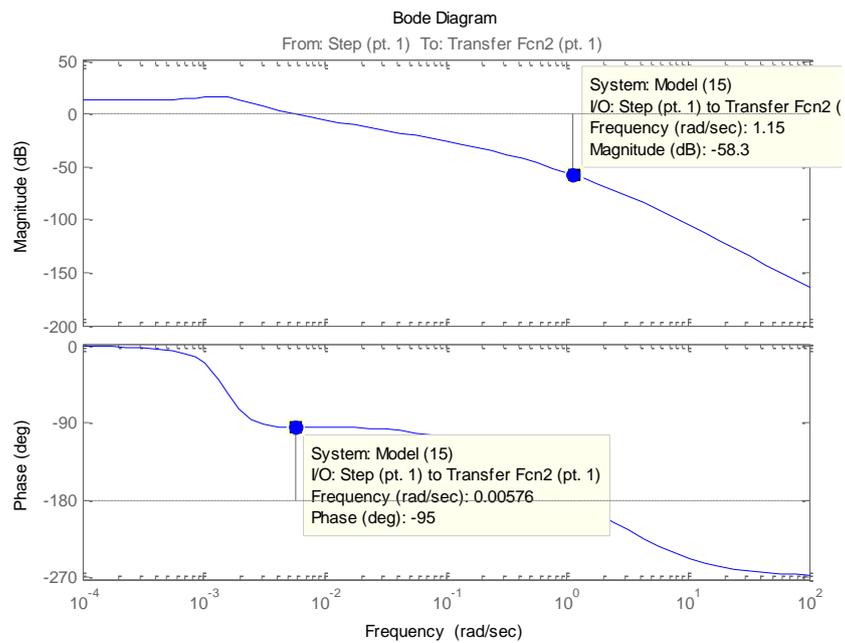


Рисунок 2.10 – ЛАХ и ЛФХ разомкнутой системы

Запас устойчивости по амплитуде $\Delta L = 58,3 \text{ dB}$

Запас устойчивости по фазе $\Delta \varphi = 95 \text{ deg}$

2.2.3 Расчет системы автоматизированного управления теплового пункта с ПИД-регулятором

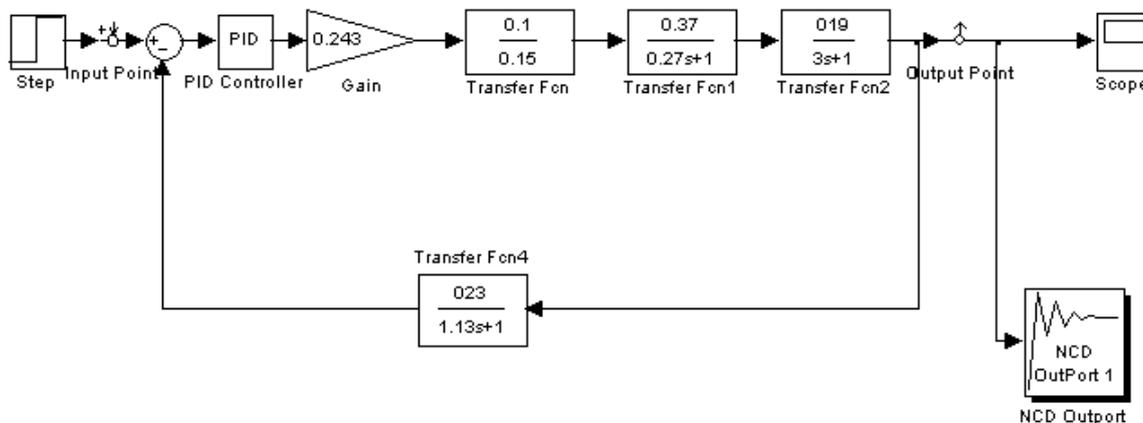


Рисунок 2.11 – Модель системы

Проверяем выполняются ли требования заданные для данной системы.
Для этого строим переходную характеристику.

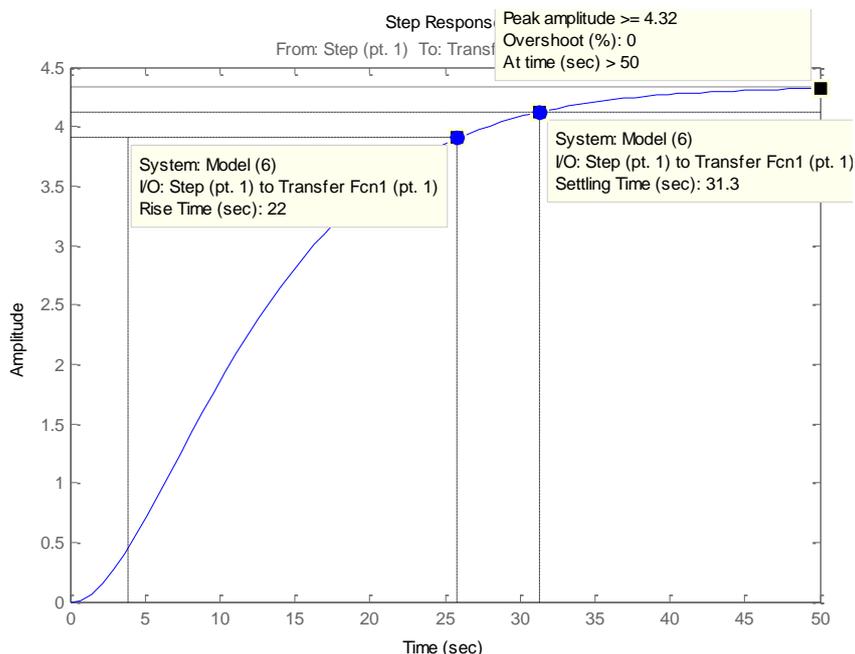


Рисунок 2.12 – Переходная характеристика

- время нарастания переходного процесса (Rise time) = 22 с.;
- время регулирования (Setting time) = 31,3 с.;
- максимальное перерегулирование (Overshoot) = 0%.

Для разомкнутой системы построим ЛАХ и ЛФХ:

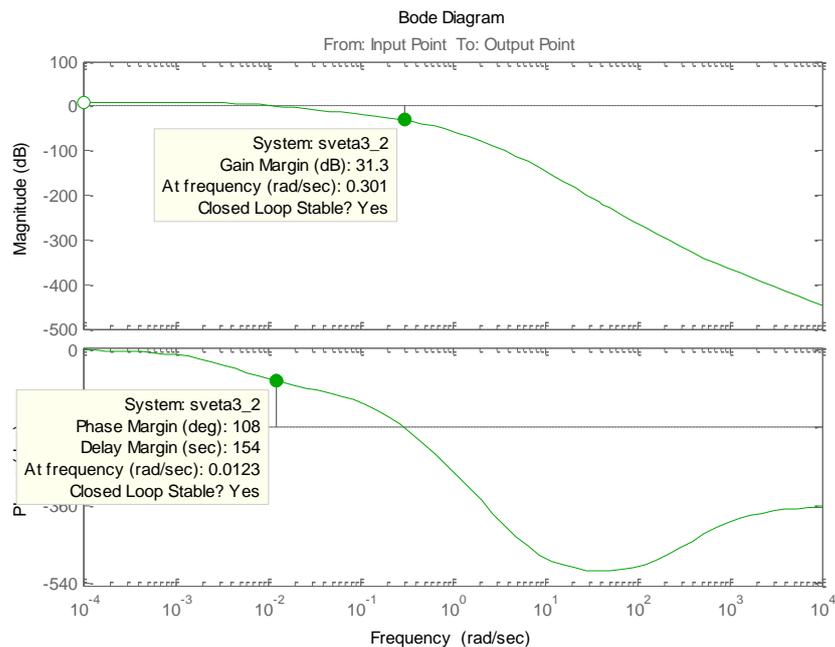


Рисунок 2.13 – ЛАХ и ЛФХ разомкнутой системы

Запас устойчивости по амплитуде $\Delta L = 31.3 \text{ dB}$

Запас устойчивости по фазе $\Delta \varphi = 108 \text{ deg}$

2.2.4 Сводная таблица результатов расчета

Таблица 2.2 – Сводная таблица результатов

Показатели качества регулирования	Перерегулирование $\sigma, \%$	Время регулирования, (Setting time), с	Время нарастания (Rise time), с	Запас устойчивости по амплитуде ΔL , dB	Запас устойчивости по фазе $\Delta \varphi$, град
Требование	Не более 10	Не более 50	Не более 25	Не менее 10	от 30 до 80
Показания до регулятора	0	1,47e+004	1,08e+004	90,9	inf
ПИ-регулятор	0	58,7	108	58,3	95
ПИД-регулятор	0	31,3	22	31,3	108

2.3 Выбор и описание контроллера

Система предназначена для автоматического регулирования давления на всасе обратного трубопровода северного луча БНС посредством изменения положения регулирующих клапанов КР и синхронизации токов нагрузки электродвигателей насосов.

В состав системы входит станция автоматики, измерительные преобразователи.

В качестве первичных датчиков используются:

– преобразователи измерительные типа ИПН-ДУ для измерения давления на всасе обратного трубопровода северного луча;

– выходной сигнал преобразователей - унифицированный 4-20мА.

Первичные датчики расположены в цехе, а преобразователи расположены в станции автоматики в щитовом помещении.

Информация с первичных датчиков передаётся на преобразователи на вход, а с преобразователей с отдельных выходов поступает на входы двух контроллеров. Выходной сигнал преобразователей - унифицированный 4-20мА. Контроллер DL205 производит преобразование входных сигналов с преобразователей в цифровую форму и передаёт их на дисплей станции автоматики.

Контроллер представляет собой набор модулей установленных на базовой плате.

Контроллер получает информацию от первичных датчиков, преобразует эту информацию в цифровую форму и в цифровой форме передаёт данные на дисплей станции автоматики. Программируемый контроллер DL205 (рис.2.14) предназначен для сбора и обработки информации (производства PLC DIRECT by Коуо, США), зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под №17444-98 и допущен к применению в Российской Федерации.

ПЛК DL205 имеет пять различных процессоров (4 с программированием на языке релейной логики и 1 под Windows CE) с различной

производительностью и возможностями для минимизации расходов. Например, процессор D2_260 имеет 30.4 КСлов общей памяти (15.8 КСлов для программ) и может поддерживать до 8192 каналов ввода/вывода.

В нем располагаются два встроенных последовательных порта для работы с человеко-машинным интерфейсом (HMI), последовательными сетями, удаленным вводом/выводом и устройствами, поддерживающими протокол обмена ASCII. Набор команд релейной логики (RLL) насчитывает 280 команд, которые позволяют создать большую и мощную систему управления с очень конкурентоспособной ценой.



Рисунок 2.14 – Общий вид контроллера

Доступны 4 размера каркасов (на 3, 4, 6 и 9 слотов) с питанием = 12/24В, ~110/220В и 2 размера (на 6 и 9 слотов) с питанием =125В. Имеются также свыше 35 мощных модулей входа/выхода и коммуникационных модулей.

Контроллер DL205 может оснащаться такими коммуникационными модулями, как модули Ethernet, DeviceNet, Profibus, а также модулями последовательного интерфейса, поддерживающими человеко-машинный интерфейс (HMI), программирование, операторские панели, ведомые модули MODBUS RTU и ведомый модуль DirectNet.

Распределение сигналов по входам модулей приведено в документации, которая находится непосредственно в станции автоматике.

Набор инструментов для программирования включает ПИД-регулирование с функцией автонастройки.

Программировать контроллер DL205 с помощью программы DirectSOFT. Данный способ является самым простым:

- программирование с использованием мыши и функциональных клавиш;
- использование логических имен вместо цифровых адресов при написании программы;
- использование таблицы перекрестных ссылок для связи входов/выходов с переменными внутри программы;

Модуль процессора D2_260 имеет 280 команд, включая следующие:

- математические операции с плавающей точкой;
- временной/событийный барабанный командоаппарат;
- протокол ASCII In/Out;
- процедуры, запускаемые в функции времени и аппаратных событий;
- циклы "For/Next", немедленный ввод/вывод и т.д.

Для некоторых традиционных программированных логических контроллеров (далее – ПЛК) требуется написание программы ПИД-регулирования для каждого контура в отдельности.

Контроллер DL205 имеет функцию автоматической настройки параметров ПИД-регулятора, что позволяет значительно сократить время настройки и программирования системы.

Контроллер выполняет следующие функции:

- заполнение таблицы аварийных событий и программных задатчиков;
- задание параметров контуров регулирования;
- программное обеспечение включает окна настройки контуров с графиками изменений параметров во времени;
- функция автонастройки ПИД-регулирования позволяет процессору; ПЛК определять оптимальные настройки контуров регулирования.

В дополнение к удаленному вводу/выводу и удаленному вводу/выводу посредством Ethernet контроллеры DL205 поддерживают локальное расширение ввода/вывода.

К каркасу с модулем процессора D2260 может быть подключено до четырех каркасов DL205, при этом суммарное расстояние между каркасами может достигать 30 метров. При использовании модуля процессора D2_250_1 можно подключать два каркаса. При использовании расширенного ввода/вывода все каркасы опрашиваются одновременно с единым для всей системы временем цикла.

В системе использованы датчики с выходным сигналом 4мА на нижнем пределе шкалы и 20мА на верхнем пределе. Наиболее частая неисправность, особенно при пуске системы, – это обрыв аналогового датчика. Обрыв датчика на дисплее показывается знаком вопроса на квадрате серого фона перед значением измеряемой величины.

Индикация обрыва появляется, если ток через датчик меньше 3,0 мА., т.е. индикация обрыва возможна при исправном датчике, если у него ушёл «0» (или скручен регулировкой «0»). При индикации обрыва необходимо проверить наличие питания на датчике. Если блок питания включён и на его выходе есть напряжение, проверяем входной ток аналогового модуля контроллера. Чтобы не разрывать цепь питания датчика для измерения тока, замерим напряжение на модуле. Т.к. у 4-х входного модуля входное сопротивление модуля 250 Ом, то 4мА будет соответствовать напряжению 1 Вольт, а 20мА – 5 Вольт. Если напряжение на модуле есть, но меньше 1 Вольта, то надо разбираться с датчиком. Если напряжения нет, то надо искать обрыв в цепи подключения датчика или цепях питания.

Для измерения напряжения надо одним концом прибора (минусом) встать на общую клемму модуля. Она обозначается «com» это сокращение от английского слова «common», что значит – общий. Вторым концом прибора подключиться на соответствующий вход модуля, на котором хотите замерить напряжение. При правильном подключении на нём должен быть «+».

Для модулей с токовыми входами (сигналы 4-20 мА) код должен быть в диапазоне от 819 до 4095. Показания 819 соответствуют входному сигналу 4 мА, показания 4095 соответствуют 20 мА. Нулевому значению сигнала соответствует 4 мА или 819. Отклонение показаний от этого значения, при нулевом входном воздействии на датчик, говорит об “уходе нуля” датчика [7].

2.3.1 Установка нулей датчиков

Зачастую не сходятся показания на дисплее и на показывающем приборе какого-либо параметра. При сравнении показаний необходимо в первую очередь обратить внимание на единицы измерения приборов. При переводе из одних единиц в другие необходимо учесть разницу приближённого и точного значения переводных единиц и учесть класс точности прибора. Т.е. если показывающий манометр избыточного давления кл.1,5 с пределом шкалы 10 кг/см² (например давление в трубопроводе) показывает 6 кг/см², то в мегапаскалях это будет соответствовать 0,558 МПа (достоверный результат лежит в пределах: 0,573 – 0,543 МПа, учитывая погрешность только показывающего прибора). Приближённый перевод единиц даёт погрешность 2%, так как 1кг/см²=98,0665 кПа, а не 100.

При подозрении на неисправность канала измерения аналогового параметра, можно произвести проверку работы каждого аналогового входа 4 – 20 мА.

Используя штатный источник питания, собирают схему задатчик тока (рисунок 2.15).

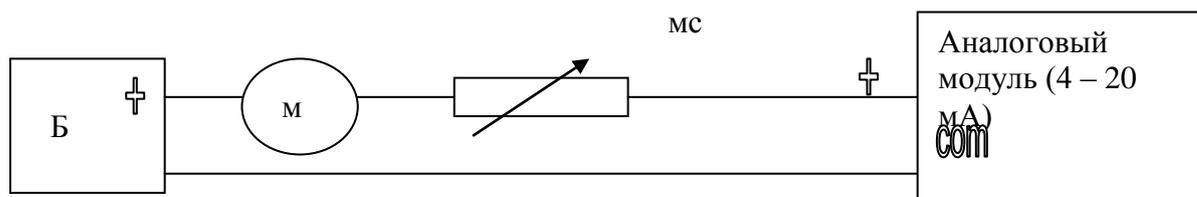


Рисунок 2.15 – Схема задатчика тока

Задать ток через прибор 4 мА. На экране монитора показание этого канала должно соответствовать нижнему пределу шкалы. Соответственно при задании 20 мА на экране должно быть значение верхнего предела шкалы.

Контроллер считывает информацию не только по аналоговым параметрам, но по дискретным входам и выдает сигналы управления на выходные входа.

Основные причины не работы контроллера является отсутствие питания 220В и переключатель режимов находится в положении “STOP”.

Дискретные входные сигналы заводятся на нижнюю колодку, выходные на верхнюю [7].

2.3.2 Схема управления электрофицированной задвижки

Задвижка стальная предназначенная для установки в качестве запорного устройства на трубопроводах. Задвижка стальная используется для жидких и газообразных сред с температурой до 560°C и рабочим давлением до 250 атм. Материал корпуса стальной задвижки: Ст.20, 25, ХМФ, 09Г2С, 12Х18Н10Т и др. Задвижки стальные поставляются с ответными фланцами, прокладками и крепежом.

Задвижка стальная 30с927нж под электропривод, 30с527нж с редуктором Ру25 клиновья фланцевая (под приварку) (рисунок 2.15).

Среда – вода, пар, газ, топливо при Т до 300°C;
Класс герметичности задвижки стальной – «А», «В», «С»;
Материал основных деталей – ст.20, ст.12Х18Н10Т [7].



Рисунок 2.15 – Задвижка стальная 30с927нж под электропривод, 30с527нж с редуктором Ру25 клиновая фланцевая (под приварку)

2.3.3 Схема управления регулирующего клапана

Регулятор давления, расхода и клапан регулирующий относятся к регулирующей арматуре, предназначенной для управления параметрами рабочей среды на определенном участке технологической системы или трубопровода. Они состоят из двух функционально связанных частей: регулирующего клапана, непосредственно воздействующего на поток проходящей рабочей среды путем изменения их пропускной способности и исполнительного механизма, создающего управляющее воздействие на регулирующий орган. В качестве исполнительных механизмов регулятора давления клапан регулирующий может использовать электрические и гидравлические приводы.

Клапаны регулирующие предназначены для ручного или автоматического управления технологическими процессами различных производств, с целью непрерывного регулирования параметров рабочей среды (расхода, давления и т.д.), а также для работы в качестве запорных устройств. Клапаны регулирующие применяются на ТЭЦ, на индивидуальных (далее – ИТП) и центральных (далее – ЦТП) тепловых пунктах в системах отопления и горячего водоснабжения, приточной вентиляции тепличных хозяйств и системах

кондиционирования воздуха, а также на технологических линиях химической, нефтехимической, пищевой и др. отраслей промышленности.

Клапан запорно-регулирующий (КЗР) 25ч945п односедельный фланцевый с ЭИМ (рисунок 2.16).

Среда – жидкая и газообразная (вода, пар) при T до +150 °С



Рисунок 2.16 – Клапан запорно-регулирующий (КЗР) 25ч945п односедельный фланцевый с ЭИМ

Клапаны комплектуются электроприводами МРП, РПП, МЭПК Ех, МЭП Ех (пр-ва России) и ST (Словакия) Клапаны с ЭИМ поставляются с резистивным датчиком положения 1X100 Ом. Возможна поставка клапанов с ЭИМ (электрические исполнительные механизмы) с токовым датчиком положения (0-20, 4-20 и т.д. мА), с двойным резистивным датчиком положения 2X100 Ом и т.д [7].

Управление электроприводом регулирующего клапана может осуществляться вручную или в автоматическом режиме (рисунок 2.17).

В автоматическом режиме управления команды из контроллера поступают на реверсивный пускатель, который осуществляет управление

электродвигателем МЭО. С контактов S1 и S2 поступает информация в контроллер о направление регулирования РК («открыть», «заккрыть»).

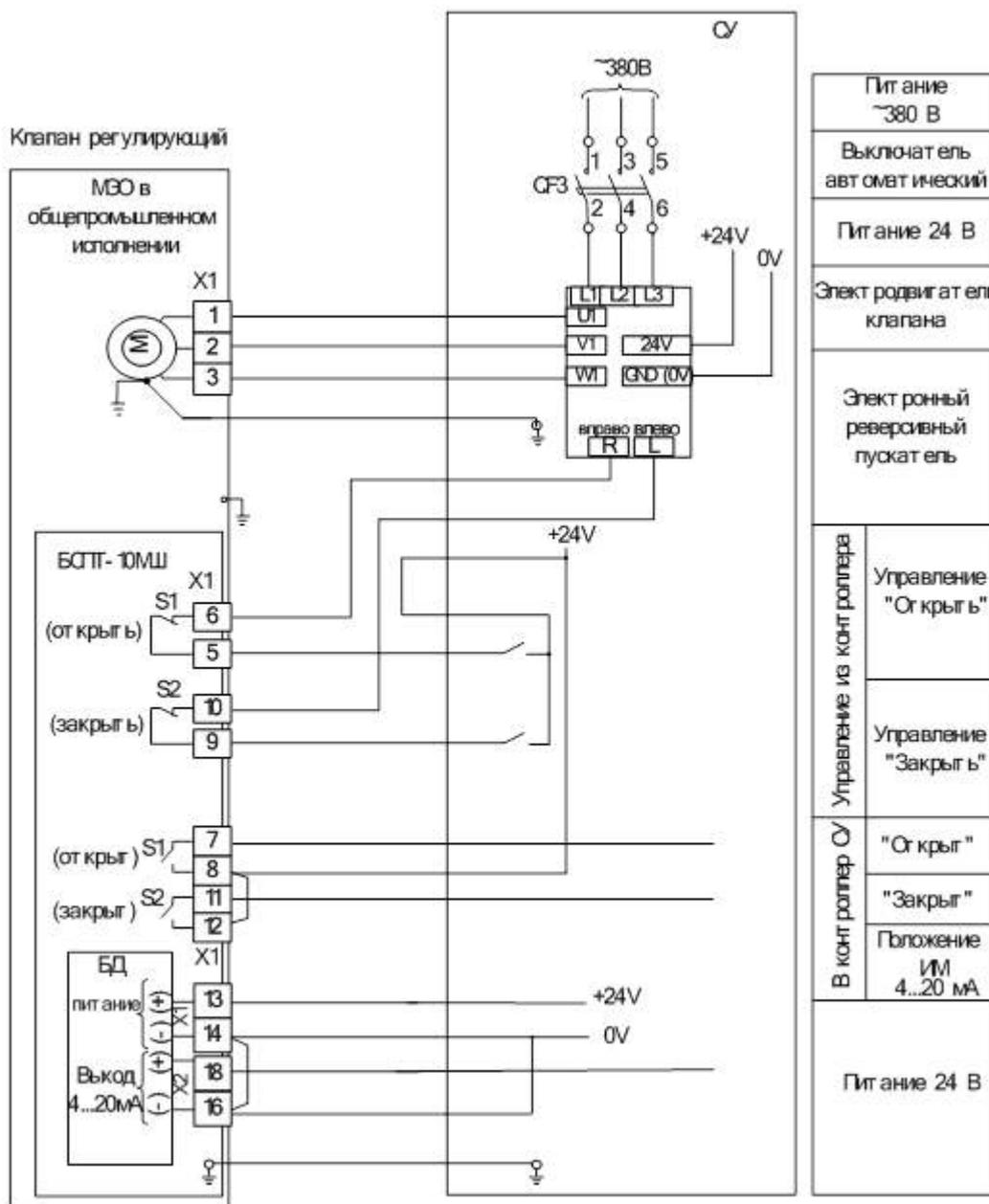


Рисунок 2.17 – Схема управления регулирующего клапана

Путевые выключатели S1 и S2 контролируют крайние положения РК (полностью «открыть», полностью «заккрыть») при их срабатывании происходит отключение электродвигателя. Кроме этого МЭО содержит датчик положения задвижки клапана, аналоговый сигнал подается в контроллер. Контроллер осуществляет обработку сигналов поступающих с датчиков S1 и S2 и датчиков

положения, и вырабатывает в соответствии с заложенным алгоритмом (программы) управление электроприводом регулирующего клапана.

2.3.4 Выбор регуляторов давления, температуры и расходомер

Регулятор давления для воды, пара и газа «до себя» или «после себя»

Клапан регулирующий давление или регулятор давления предназначен для ручного или автоматического управления технологическими процессами различных производств, с целью непрерывного регулирования давления рабочей среды, а также для работы в качестве запорного устройства на трубопроводах.

Современный регулятор давления жидких и газообразных сред применяется на теплоэнергоцентралях (далее – ТЭЦ), на индивидуальных (далее – ИТП) и центральных (далее – ЦТП) тепловых пунктах в системах отопления и горячего водоснабжения, в системах кондиционирования воздуха.



Рисунок 2.18 – Датчик давление DMD 331

DMD 331, характеристики:

- диапазоны давления: от 0...0,2 до 0...16 бар, разрежение, дифференциальное;
- основная погрешность: 1 / 0,5 % ДИ;
- выходной сигнал: 0/4...20 мА, 0...10 В;
- сенсор: кремниевый тензорезистивный;

- диапазон температур измеряемой среды: -25...+125°C;
- класс защиты: IP 65-67;
- механическое присоединение: M20x1.5, G¹/₄" (внутр.), G¹/₂", 7/16" UNF;
- электрическое присоединение: DIN 43650, Binder 723 (5 конт.);
- выходной сигнал: 4...20 мА / 2-х пров. соединение, 0...10 В / 3-х пров. соединение;
- допустимая перегрузка: 4-х кратное превышение номинального давления.

Применение датчика DMD 331:

Измерение перепада давления жидкостей и газов, неагрессивных к нержавеющей стали.

1. измеряемое давление;
2. максимальное давление на ВХ/ Перепад / Перегрузка;
3. дифференциальное давление;
4. выходной сигнал;
5. основная погрешность;
6. электрическое присоединение;
7. механическое присоединение;
8. уплотнение;
9. исполнение.

Датчик дифференциального давления предназначен для универсального применения в промышленности. Устойчив к односторонней перегрузке равной статистическому давлению. В качестве среды измерения выступают жидкости и газы неагрессивные к нержавеющей стали марки 1,4571 или 1,4435 и FKM. В зависимости от разности давлений на входах генерируется выходной сигнал пропорциональный разности давлений [8].

Особенности датчика DMD 331:

1. экономичный датчик дифференциального давления;
2. защита от неправильного подключения, коротких замыканий и перепадов напряжений;

3. прочная и надёжная конструкция для тяжелых условий эксплуатации;
4. компактное исполнение.

Применение:

1. контроль технологических процессов;
2. контроль перепада давления на фильтрах;
3. коммунальное хозяйство;
4. водоподготовка.



Рисунок 2.19 – Датчик температуры ДРТ – 1

Датчик-реле температуры предназначен для контроля температуры технологических сред и узлов оборудования в нефтехимической, химической, пищевой, и других отраслях промышленности. Датчик может быть использован в системах контроля, термостатирования, сигнализации, блокировки агрегатов (насосов, компрессоров и другого технологического оборудования).

Имеет:

- диапазон контролируемых температур от -55 до $+125$ °С;
- две температурные уставки;
- задания уставок во всем диапазоне контролируемых температур с дискретностью 1 °С;

- предел основной абсолютной погрешности срабатывания датчика $\pm 1^{\circ}\text{C}$;
- давление контролируемой среды до 6,0 мПа (60 кгс/см²);
- питание от сети переменного тока напряжением 220 В, частотой (50 \pm 1) Гц (ДРТ-1-220) или постоянного тока напряжением 110 В (ДРТ-1-100);
- контакты реле коммутируют внешние электрические цепи переменного тока напряжением 220 В, силой тока 10 А или постоянного тока напряжением 110 В, силой тока 0,5 А;
- габаритные размеры – 122x88x185 мм.

Пример записи обозначения датчика с питанием от сети постоянного тока напряжением 110 В, с верхней уставкой 70 °С, нижней уставкой 55 °С длиной гильзы $l = 75$ мм при заказе:

«Датчик-реле температуры ДРТ-1-110 5Д2.821.016 ТУ, $t_{ву} = 70^{\circ}\text{C}$, $t_{ну} = 55^{\circ}\text{C}$, $l = 75$ мм»[8].



Рисунок 2.20 – Расходомер стационарный, ультразвуковой DMTF-P

DMTF-P стационарный ультразвуковой расходомер с накладными датчиками. Обеспечивает превосходные возможности для точного измерения потоков жидкостей внутри трубопроводов.

Расходомер DMTF-P воплотил в себе все самые передовые достижения ультразвуковой технологии цифровой обработки сигналов. Запатентованная самонастраиваемая технология получения высококачественного сигнала позволяет системе автоматически оптимально адаптироваться под различные типы трубопроводов.

Ультразвуковые расходомеры DMTF-P были специально разработаны с учетом удобного пользовательского интерфейса, делая работу с ними простой и легкой. Уникальная конструкция фиксирования датчиков обеспечивает быструю установку, при этом не требуется специальной подготовки и инструментов.

Высокая точность измерений расходомером DMTF-P:

Погрешность измерений DMTF-P составляет 1% от ИВ, что позволяет использовать эти приборы для коммерческого учета продукции, в системах дозирования и в системах автоматике, где требуется высокая точность измерений.

Простота установки и эксплуатации расходомера жидкости:

Быстроразъемные хомуты из нержавеющей стали обеспечивают легкую установку датчиков на трубу, а удобный пользовательский интерфейс позволяет произвести настройку прибора за несколько минут. Система сама подскажет на каком расстоянии устанавливать датчики, а показатели силы и качества сигнала помогут настроить прибор на получение максимально достоверных данных.

Надежность ультразвукового расходомера DMTF-P:

Расходомер DMTF-P производится в соответствии со стандартом ISO9000 и имеет сертификат CE. DMTF-P испытан при условиях работы от -40°C до +55°C. Накладные датчики позволяют проводить измерения расхода при температурах среды выше +120°C (максимум +250°C). Степень защиты расходомера IP65.

Наработка на отказ составляет 150 000 часов. Гарантийный период - 12 месяцев.

Характеристики расходомера [8]:

– высокая точность измерений, погрешность не более 1%;

- компактный дизайн;
- широкий диапазон измерений: от 0,01 до 12 м/с;
- широкий диапазон диаметров труб: датчики S от 12 до 50 мм, датчики M от 40 до 1000 мм, датчики L от 1000 до 4750 мм;
- самоадаптирующаяся технология автоматически настраивает датчик на материал трубы;
- отображает скорость, расход, суммарный расход потока;
- двунаправленный, регистрирует потоки в любых направлениях;
- Выходы 4...20 мА, импульсный, релейный (для функции ДОЗИРОВАНИЯ), RS-232, RS-485, HART;
- идеально для большинства жидкостей с содержанием твердых включений до 5%;
- 2 входа термодатчиков для использования расходомера в режиме теплосчетчика;
- питание 110В/220В/24В.

Вывод по разделу два:

В данном разделе был выполнен расчет системы автоматизированного управления тепловым пунктом с ПИ-регулятором и ПИД-регулятором. По анализу сводной таблицы и требованиям технического задания можно сказать, что ввод корректирующего звена (ПИД-регулятора) значительно улучшил динамические характеристики (уменьшилось время регулирования, появились необходимые запасы устойчивости), и система стала удовлетворять предъявленным к ней требованиям.

Исследование систем автоматического регулирования с помощью компьютерных программ, значительно упрощает работу, позволяет быстро и точно найти необходимые значения коэффициентов, для обеспечения необходимых динамических характеристик.

3 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

Показатели экономического эффекта определяются как превышение стоимостной оценки результатов над стоимостной оценкой совокупных затрат за весь срок осуществления мероприятий.

$$\mathcal{E}_T = P_T - Z_T, \quad (3.1)$$

где \mathcal{E}_T – экономический эффект;

P_T – стоимостная оценка результатов тыс. руб.;

Z_T – стоимостная оценка совокупных затрат тыс. руб.

На первоначальном этапе расчета экономического эффекта необходимо определить натуральный показатель проявления эффекта (снижение трудоемкости, расхода материалов, увеличение объемов производства).

Может быть, две формы проявления стоимостной оценки результата:

- увеличение доходов;
- экономия затрат.

Экономия затрат может проявляться через экономию капиталовложений.

Себестоимость процесса теплоснабжения определяется, с одной стороны, капитальными затратами на сооружение установки, а с другой – эксплуатационными расходами, обеспечивающими нормальную эксплуатацию установки.

В данном мероприятии рассчитать экономический эффект не представляется возможно, так как не предполагает коммерческого использования, в данном случае речь может идти только о расчете, единовременных или текущих затрат на реализацию мероприятия.

3.1 Расчетная стоимость

Расчет капитальных затрат. В капитальные затраты на строительство входят: стоимость оборудования; затраты на монтаж оборудования; затраты на

сооружение металлоконструкций, трубопроводов; затраты на строительные работы, т. е. стоимость здания, фундаментов и других сооружений.

Исходными данными для определения стоимости оборудования являются перечень установленного оборудования, а также цены на оборудование, принимаемые по прейскурантам или по сметной стоимости. При расчете стоимости оборудования учитывают только основное оборудование. Стоимость остального неучтенного оборудования (электродвигателей, контрольно-измерительных приборов и т. п.) можно оценивать в долях от основного оборудования. При определении стоимости оборудования по прейскуранту к ней должны быть прибавлены затраты на транспортировку оборудования с предприятия-изготовителя к месту монтажа, которые принимают в среднем равными 8,5 % стоимости оборудования по прейскуранту.

Расчет затрат отражены в таблице 3.1

Таблица 3.1 – Расчет затрат

Затраты	Стоимость расчетная, тыс. руб.
Основное технологическое оборудование	190
Дополнительное оборудование, в том числе	198
Датчики температуры, давления, расхода	30
Контроллер DL205	115
Источник бесперебойного питания	5
Блоки питания датчиков	5
Сенсорная операторская панель	35
Блоки ручного управления регулирующего клапана	5
Итого	388
Транспорт (8,5 %)	30,5
Металлоконструкции (60) %	150
Монтаж оборудования (10) %	30
Строительные работы (20) %	50
Всего	648,5

Расчет эксплуатационных расходов [13]:

Оборудование работает в две смены (по 12 часов) – 210 дней в году.

Время работы системы автоматизации - 5040 часов в году.

1. Энергетические затраты к основным их видам относятся затраты на электроэнергию.

Потребление электроэнергии системы автоматизации

$E = 15 \text{ кВт/час}$. Стоимость 1 кВт/час для – 2,5 руб.

$\Xi = 15 \cdot 5040 \cdot 2,5 = 189000 \text{ руб./год}$.

2. Основная и дополнительная заработная плата производственных рабочих и ИТР.

Зарботная плата рабочих ЗП= 300000 руб./год.

3. Отчисление на социальное страхование. Их устанавливают в размере 30,2 % годового фонда заработной платы производственных рабочих.

$C = 300000 \cdot 0,302 = 90600 \text{ руб./год}$.

4. Расходы на текущий ремонт. Их принимают равными 1 % стоимости строительных работ и 5 % стоимости оборудования с учетом монтажа.

$P = 50 \cdot 0,01 + (388 + 30) \cdot 0,05 = 21400 \text{ руб./год}$.

5. Амортизационные отчисления. Среднюю норму амортизационных отчислений принимают в размере 9,2 % стоимости оборудования с учетом монтажа и 2,5 % стоимости металлоконструкций.

$A = 0,092 \cdot (388 + 30) + 0,025 \cdot 150 = 42206 \text{ руб./год}$.

6. Остальные расходы принимают в размере 32 % от перечисленных выше статей плюс 20 % заработной платы обслуживающего персонала (затраты на охрану труда).

$Об = (189000 + 300000 + 90600 + 21400 + 42206) \cdot 0,32 + 300000 \cdot 0,2 = 265825,92 \text{ руб./год}$.

Итого текущие предполагаемые затраты:

$TЗ_{п} = 189000 + 300000 + 90600 + 21400 + 42206 = 643206 \text{ руб}$.

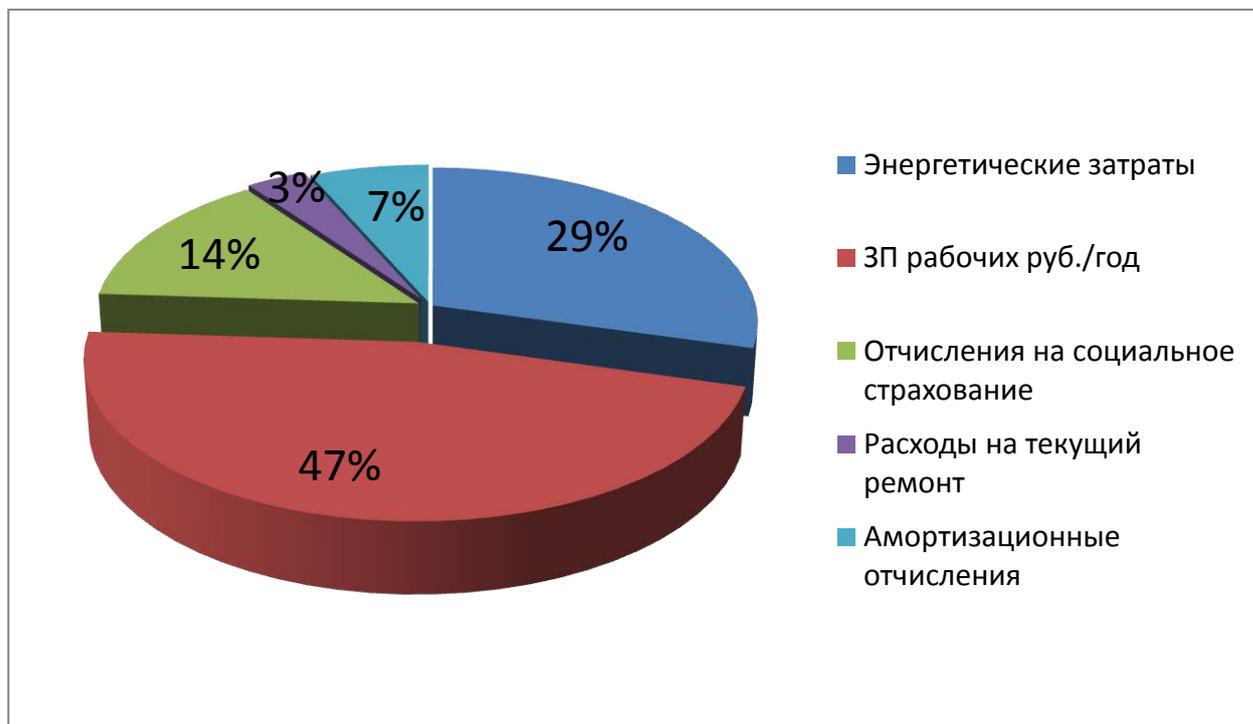


Рисунок 3.1 – Текущие предполагаемые затраты

Вывод по главе три:

Предлагаемое мероприятие не оказывает влияние на размер затрат по экономическим элементам, следовательно необходимости в расчетах экономического эффекта нет.

4 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

В данном разделе ведется анализ опасных и вредных факторов, а также чрезвычайных ситуации, на рабочем месте оператора.

Повышение уровня безопасности жизнедеятельности трудящихся является одной из приоритетных социальных задач государства и общественных органов.

В данном разделе выпускной квалификационной работы рассматриваются факторы, влияющие на безопасность работы береговой насосной станции БНС.

4.1 Анализ опасных и вредных факторов труда на БНС

Согласно ГОСТ 12.0.003-74 "Классификация вредных и опасных производственных факторов", предусмотрена следующая классификация опасных и вредных производственных факторов:

1. физические;
2. химические;
3. биологические;
4. психофизиологические.

Подробнее рассмотрим физические и психофизиологические, поскольку они непосредственно связаны с темой настоящей работы.

– Микроклимат:

В целом параметры микроклимата в помещении операторной соответствуют нормам. Содержание вредных химических веществ в воздухе не превышает среднесуточных концентраций атмосферного воздуха.

В помещении система кондиционирования отсутствует, т.к. объем воздуха приходящийся на одно рабочее место соответствует нормам. Работы, выполняемые в операторной, не влекут за собой выделения пыли, влаги, газов, загрязняющих веществ. Запыленность низкая. Ежедневно проводятся влажные уборки.

– Электробезопасность:

Питание системы управления осуществляется от напряжения 220 В частотой 50 Гц. Монтаж исключает соприкосновение оператора с токоведущими частями. Режим сети - с заземленной нейтралью. Для обеспечения электробезопасности применяется защитное зануление.

– Шум:

Шум ухудшает условия труда, оказывая вредное действие на организм человека. Работающие в условиях длительного шумового воздействия испытывают раздражительность, головные боли, головокружение, снижение памяти, повышенную утомляемость, понижение аппетита, боли в ушах и т. д. Такие нарушения в работе ряда органов и систем организма человека могут вызвать негативные изменения в эмоциональном состоянии человека вплоть до стрессовых. Под воздействием шума снижается концентрация внимания, нарушаются физиологические функции, появляется усталость в связи с повышенными энергетическими затратами и нервно-психическим напряжением, ухудшается речевая коммутация.

– Вибрация:

Колебания материальных тел при низких частотах (3-100 Гц) с большими амплитудами (0,5-0,003) мм, ощущаются человеком, как вибрация и сотрясения.

Однако вибрации и сотрясения оказывают вредное влияние на организм человека, вызывают виброболезнь - неврит. Под воздействием вибрации происходит изменение в нервной, сердечно-сосудистой и костно-суставной системах: повышение артериального давления, спазмы сосудов конечностей и сердца. Это заболевание сопровождается головными болями, головокружением, повышенной утомляемостью, онемением рук. Особенно вредны колебания с частотой 6-9 Гц, частоты близки к собственным колебаниям внутренних органов и приводят к резонансу, в результате происходят перемещения внутренних органов (сердце, легкие, желудок) и раздражению их.

По способу передачи на человека вибрация в соответствии с (ГОСТ 12.1.012.-78).

Общая вибрация по источнику ее возникновения является технологической [10].

4.1.1 Меры по снижению опасных и вредных факторов береговой насосной станции

Меры защиты от вибрации

Вибробезопасные условия труда обеспечиваются:

- применением вибробезопасных машин;
- применением средств защиты;
- организационно-технических мероприятий;
- проектировочным решением, обеспечивающие нормы вибраций на рабочих местах.

Вибробезопасность БНС достигается: виброизоляцией их по ГОСТ 26568-85 «Вибрация. Методы и средства защиты» за счет установки на фундаменты, виброизолированные от пола специальные амортизаторы (прокладки из войлока, резины, пружины т.п.; балансировкой вращающихся частей; применением виброизолирующих мастик и др.)

Организационно-технические меры включают: проведение проверок вибрации не реже 1 раза в год при общей вибрации и двух раз в год при локальной вибрации, а также после ремонта БНС; и при начале их эксплуатации; исключение контакта работающих с вибрирующими поверхностями за пределами рабочего места или зоны (ограждения, знаки, надписи), введение определенного режима работ, недопущение к работе лиц, моложе 18 лет и не прошедших медосмотр, проведение повторного ежегодного медосмотра.

– Для снижения шума в производственных помещениях насосной станции применяют различные методы: уменьшение уровня шума в источнике его возникновения; звукопоглощение и звукоизоляция; установка глушителей шума; рациональное размещение оборудования; применение средств индивидуальной

защиты. Наиболее эффективным является борьба с шумом в источнике его возникновения.

Широкое применение получили методы снижения шума на пути его распространения посредством установки звукоизолирующих и звукопоглощающих преград в виде экранов, перегородок, кожухов, кабин и т.д.

Уровень шума на рабочем месте операторов не должен превышать 40дБ. Для снижения уровня шума стены и потолок помещений, где установлены компьютеры, могут быть облицованы звукопоглощающими материалами [10].

– Электробезопасность в операторной обеспечить техническими способами и средствами защиты, а также организационными и техническими мероприятиями. Система организационных мероприятий позволяет предотвратить многие аварии и несчастные случаи в электроустановках.

Для обеспечения защиты от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции, рекомендуется применять защитное заземление.

Необходимо проводить инструктаж и обучение безопасным методам труда, а также проверку знаний правил безопасности и инструкций в соответствии с занимаемой должностью применительно к выполняемой работе [11].

– Искусственное освещение в помещениях следует осуществлять в виде комбинированной системы освещения с использованием люминесцентных источников света в светильниках общего назначения. В качестве источников общего освещения использовать лампы типа ЛБ-40. Светильники общего освещения следует располагать над рабочим столом в равномерно прямоугольном порядке.

При естественном освещении необходимо применять средства солнцезащиты, снижающие перепады яркостей между естественным светом и свечением экрана дисплея. В качестве таких средств можно использовать жалюзи.

– Для обеспечения комфортных условий на рабочем месте выполнять следующие требования к окружающей среде: температура окружающего воздуха - 22° С; относительная влажность воздуха - 45-55%; скорость движения воздуха - 0,1 м/с; колебание температуры воздуха в течение рабочего дня не более 4%.

Для создания допустимых микроклиматических условий в рабочей зоне устанавливается система вентиляции и кондиционирования воздуха. При современном развитии техники сейчас появились достаточно удобные в использовании и с большими возможностями (с различными режимами) кондиционеры.

Для поддержания комфортной температуры в зимний период применяются водяные радиаторы, подключаемые к центральной системе отопления.

– Рабочее место оператора БНС следует размещать в специально выделенных помещениях, отвечающих гигиеническим требованиям в отношении площади по СН 245-71, условий естественного освещения и вентиляции. В качестве таких помещений наиболее подходят помещения с северной, северо-восточной или северо-западной ориентацией светопроемов.

– При организации рабочего места следует обеспечить взаимное расположение всех его элементов в соответствии с эргономическими требованиями, с учетом характера выполняемого оператором исследования, комплексности технических средств, форм организации труда и наиболее оптимального для данного исследования рабочего положения.

Для предотвращения возникновения вредных последствий от статических физических перегрузок, необходимо оборудовать место так, чтобы исключить неудобные позы, длительные напряжения. Наибольшее значение в условиях работы оператора имеет размещение экрана дисплея. Дисплей должен быть установлен на такой высоте и под таким углом, чтобы шея оператора не была согнута и удерживалась в таком состоянии напряженными мышцами. Главным средством управления для оператора является клавиатура. Клавиатура должна

располагаться так, чтобы до нее не нужно было тянуться, руки не должны быть на весу или перенапряжены.

4.1.2 Действие электрического тока на человека береговой насосной станции

Электрический ток, проходя через тело человека, может оказывать биологическое, тепловое, механическое и химическое действия. Биологическое действие заключается в способности электрического тока раздражать и возбуждать живые ткани организма, тепловое – в способности вызывать ожоги тела, механическое – приводить к разрыву тканей, химическое – к электролизу крови.

Общие требования электробезопасности и номенклатура видов защиты приводятся в ГОСТ 12.1.019 – 2009. Общие требования и номенклатура видов защиты»;

При наличии заземления вследствие стекания тока на землю напряжение прикосновения уменьшается и, следовательно, ток, проходящий через человека, оказывается меньше, чем в не заземленной установке береговой насосной станции БНС.

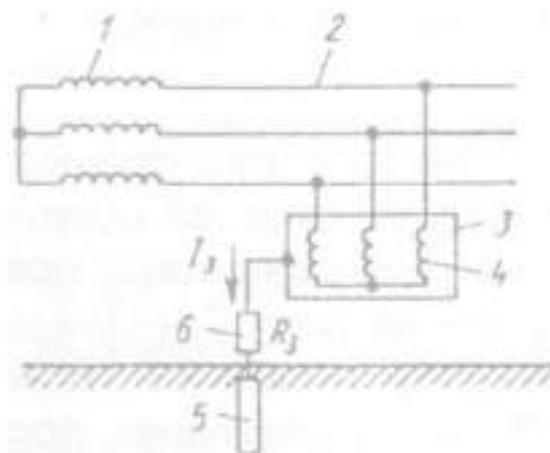


Рисунок 4.1 – Схема защитного заземления в сети с изолированной нейтралью: 1 – трансформатор; 2 – сеть; 3 – корпус токоприемника; 4 – обмотка электродвигателя; 5 – заземлитель; 6 – сопротивление заземлителя (условно)

Чтобы напряжение на заземленном корпусе оборудования было минимальным, ограничивают сопротивление заземления в установках 220В должно быть не более 4 Ом.

Защитное заземление может быть эффективно только в том случае, если ток замыкания на землю не увеличивается с уменьшением сопротивления заземления. Это возможно в сетях с изолированной нейтралью, где при глухом замыкании на землю или на заземленный корпус ток не зависит от величины сопротивления заземления, а также в сетях напряжением выше 1000В с заземленной нейтралью, где замыкание на землю сопровождается коротким замыканием и отключением поврежденного участка токовой защитой. В сети с заземленной нейтралью напряжением до 1000В заземление неэффективно, так как даже при глухом замыкании на землю ток зависит от сопротивления заземлителя и с уменьшением последнего ток возрастает. Поэтому защитное заземление применяют в сетях напряжением до 1000В только при изолированной (незаземленной) нейтрали, а в сетях напряжением свыше 1000 В - как с изолированной, так и с заземленной нейтралью.

Выполнение заземляющих устройств:

В качестве заземляющих проводников в первую очередь используются естественные заземлители: металлические и железобетонные конструкции зданий (фермы, колонны и т.п.), которые должны образовывать непрерывную электрическую цепь по металлу, а в железобетонных конструкциях должны предусматриваться закладные детали для подсоединения с помощью проводников к электрическому оборудованию; свинцовые оболочки кабелей, проложенных в земле (алюминиевые оболочки кабелей не допускается использовать в качестве естественных заземлителей); рельсовые пути магистральных и не электрифицированных железных дорог и подъездные пути при наличии преднамеренного устройства перемычек между рельсами [12].

4.2 Инженерные решения береговой насосной станции

Расчет сопротивления растеканию тока заземляющего устройства.

Принцип расчета защитного заземления в электроустановках береговой насосной станции, напряжением 220В с изолированной нейтралью сводится к определению числа заземлителей; необходимого сопротивления заземляющего устройства (контура из одиночных заземлителей, соединенных металлической полосой).

Выносное заземляющее устройство размещается вне площадки, где располагается заземляемое оборудование, или сосредоточен на некоторой части этой площадки (рисунок 4.2). Поэтому выносное заземляющее устройство называют сосредоточенным.

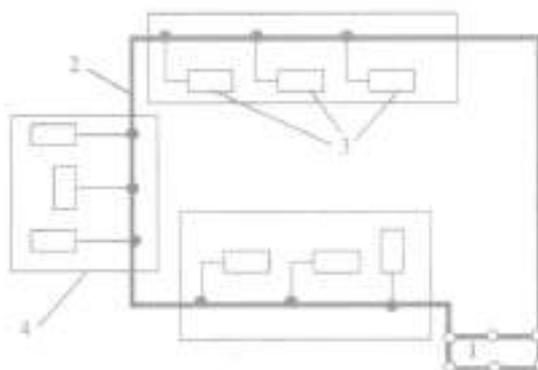


Рисунок 4.2 – Выносное заземляющее устройство: 1 – заземлитель; 2 – заземляющие проводники; 3 – заземляемое оборудование.

Исходные данные для расчета заземлителя в однослойной земле приведены в таблице 4.1:

Таблица 4.1 – Исходные данные для расчета заземлителя в однослойной земле

Напряжение установки U, В	Форма вертикальных электродов	Размеры вертикальных электродов ℓ , м; d или ν , м	Глубина заложения t, м	Расстояние между вертикальными электродами	Ширина соединяющей полосы	Грунт	Климатическая зона	Тип заземляющего устройства
220	Труба	$\ell=2,0$ $d=0,08$	2,0	2,5	0,04	глина	II	в ряд

Последовательность расчета заземлителей в однослойной земле следующая:

- Определить норму величины сопротивления R_n заземления. $R_j = 4 \text{ Ом}$.
- Определить значение удельного сопротивления грунта ρ в месте устройства заземления (таблица. 4.2), т.е. сопротивление куба грунта с ребром 1 м, которое измеряется в Ом·м и зависит от характера грунта (его состава, структуры, наличия солей, влажности).

Значения удельных сопротивлений ρ (Ом·м) растеканию тока для различных грунтов:

Таблица 4.2 – удельных сопротивлений ρ

Грунт	Удельное сопротивление ρ (Ом·м)
Глина	8 – 70

Удельное сопротивление глины:

$$\rho = 8 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

Определим расчетное удельное сопротивление грунта

$$\rho_{\text{расч}} = \rho \cdot \varphi, \quad (4.1)$$

где φ – коэффициент сезонности, учитывающий возможности повышения сопротивления грунта в течение года.

Значения φ принимаем по таблицам 4.3 и 4.4 в зависимости от климатической зоны, где будет размещено заземляющее устройство и влажности земли.

$$\varphi = 1,7 ;$$

$$\rho_{расч} = \rho \cdot \varphi = 8 \cdot 1,7 = 13,6 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Определим сопротивление одиночного заземлителя. Так как верхние слои грунта имеют большие сезонные колебания в зависимости от влажности и температуры, заземлители следует забивать ниже поверхности земли (таблица 4.1). Тогда сопротивление одиночного заземлителя можно определить по формуле:

$$R_{о.з} = \frac{\rho_{расч}}{2\pi l} \left(\ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4t+l}{4t-l} \right), \quad (4.2)$$

где $t = 2$ глубина заложения заземлителя (расстояние от середины заземлителя до поверхности грунта), м;

$t_0 = 1$ расстояние от поверхности грунта до верхнего конца заземлителя, м;

$l = 2$ м, $d = 0,08$ м длина и диаметр заземлителя, м.

Таблица 4.3 – Признаки климатических зон для определения коэффициентов сезонности

Характеристика климатической Зоны	Климатические зоны России			
	I	II	III	IV
Средняя низшая температура января, °С	от -20 до -15	от -14 до -10	от -10 до 0	от 0 до +5
Средняя высшая температура июля, °С	от +16 до +18	от +18 до +22	от +22 до +24	от +24 до +26
Среднегодовое количество осадков, см	40	50	50	30-50

Коэффициенты сезонности для однородной земли

Таблица 4.4 – Коэффициенты сезонности для однородной земли

Климатическая Зона	Состояние земли во время измерения ее сопротивления		
	Повышенной влажности	Нормальной влажности	Малой влажности
Вертикальный заземлитель длиной до 3 м			
I	1,9	1,9	1,5
II	1,7	1,7	1,3
III	1,5	1,3	1,2
IV	1,3	1,1	1,0
Вертикальный заземлитель длиной до 5 м			
I	1,5	1,4	1,3
II	1,4	1,3	1,2
III	1,3	1,2	1,1
IV	1,2	1,1	1,0
Горизонтальный заземлитель длиной до 10 м			
I	9,3	5,5	4,1
II	5,9	3,5	2,6
III	4,2	2,5	2,0
IV	2,5	1,5	1,1
Горизонтальный заземлитель длиной до 50 м			
I	7,2	5,9	3,6
II	4,8	3,6	2,4
III	3,2	2,0	1,6
IV	2,2	1,4	1,12

Примечание: земля считается повышенной влажности, если измерению ее сопротивления предшествовало выпадение большого количества (свыше нормы) осадков; нормальной влажности, если измерению предшествовало выпадение небольшого количества (близкого к норме) осадков; малой влажности, если количество осадков в предшествующий измерению период ниже нормы.

$$R_{o.з.} = \frac{13,6}{2 \cdot 3,14 \cdot 2} \left(\ln \frac{2 \cdot 2}{0,08} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 2 + 1}{4 \cdot 2 - 1} \right)$$

$$R_{o.з.} = 4,366 \text{ Ом}$$

Определим ориентировочное число одиночных заземлителей в заземляющем устройстве:

$$n^1 = \frac{R_{o.з}}{R_n \cdot \eta_v^1}, \quad (4.3)$$

где η_v^1 – коэффициент использования вертикальных заземлителей.

Для ориентировочного расчета η_v^1 принимаем равным 1.

Примечание: Коэффициент использования заземлителей η_v учитывает явление взаимного экранирования электрических полей отдельных электродов, которое приводит к уменьшению действующего сечения земли около каждого электрода и увеличению сопротивления растеканию тока группового заземлителя в целом.

$$n^1 = \frac{4,366}{4 \cdot 1} = 1,091$$

Значение η_v зависит от формы, размеров и размещения электродов, составляющих групповой заземлитель, а также от их числа n , расстояния a между отдельными заземлителями и от отношения расстояния между отдельными заземлителями к их длине (для повышения коэффициента использования заземлителей это отношение принимают не менее 1).

По таблице 4.5 определить действительные значения коэффициента использования η_v для вертикальных заземлителей, исходя из принятой схемы размещения вертикальных заземлителей (таблица 4.1).

Коэффициенты использования η_v вертикальных заземлителей группового заземлителя без учета влияния полосы связи:

Таблица 4.5 – Коэффициенты использования η_e вертикальных заземлителей группового заземлителя

Число заземлителей	Отношение расстояний между заземлителями к их длине a/l					
	1	2	3	1	2	3
	Размещены в ряд			Размещены по контуру		
2	0,85	0,91	0,94	-	-	-
4	0,73	0,83	0,88	0,69	0,78	0,85
6	0,65	0,77	0,85	0,61	0,73	0,80
10	0,59	0,74	0,81	0,56	0,68	0,76
20	0,48	0,67	0,76	0,47	0,63	0,71
40	-	-	-	0,41	0,58	0,66
60	-	-	-	0,39	0,55	0,64
100	-	-	-	0,36	0,52	0,62

$$\eta_e = 0,85;$$

Определим необходимое число вертикальных заземлителей

$$n = \frac{R_{0,3}}{R_H \cdot \eta_e} \quad (4.4)$$

$$n = \frac{4,366}{4 \cdot 0,85} = 1,28 ;$$

Определим длину полосы, соединяющей одиночные заземлители

$$L = 1,05a(n - 1) \quad (4.5)$$

$$L = 1,05 \cdot 2,5 \cdot (1,28 - 1) = 0,735 \text{ м};$$

Примечание: В групповом заземлителе наряду с взаимозащитой вертикальных электродов имеет место экранирование между горизонтальными и вертикальными составляющими. Это экранирование учитывается коэффициентом использования полосы η_z . Численные значения η_z приведены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Коэффициент использования соединительной полосы η_2 заземлителей

Отношение расстояний между заземлителями к их длине a/l	Число заземлителей							
	2	4	6	10	20	40	60	100
Заземлители размещены в ряд								
1	0,85	0,77	0,72	0,62	0,42	-	-	-
2	0,94	0,80	0,84	0,75	0,56	-	-	-
3	0,96	0,92	0,88	0,82	0,68	-	-	-
Заземлители размещены по контуру								
1	-	0,45	0,40	0,34	0,27	0,22	0,20	0,19
2	-	0,55	0,48	0,40	0,32	0,29	0,27	0,23
3	-	0,70	0,64	0,56	0,45	0,39	0,36	0,33

$$\eta_2 = 0,85;$$

Определим расчетное удельное сопротивление грунта:

$$\rho_{расч}^1 = \rho \varphi^1 \quad (4.6)$$

По таблице 4.4 определить значения коэффициента сезонности φ^1 для горизонтального заземлителя:

$$\varphi^1 = 3,5$$

$$\rho_{расч}^1 = 8 \cdot 3,5 = 28 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Определим сопротивление стальной полосы, соединяющей вертикальные заземлители:

$$R_n = \frac{\rho_{расч}^1}{2\pi \cdot L} \ln \frac{L^2}{b_n t_n}, \quad (4.7)$$

где $\rho_{расч}^1$ - расчетное удельное сопротивление грунта, Ом·м;

$b_n = 0,04$ ширина полосы, м; $t_n = 2$ глубина заложения полосы, м.

$$R_n = \frac{28}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,735} \cdot \ln \frac{0,735^2}{2 \cdot 0,04} = 11,58 \text{ Ом}$$

Определим общее сопротивление заземляющего устройства с учетом соединительной полосы

$$R = \frac{R_{o.з} \cdot R_n}{R_{o.з} \cdot \eta_z + R_n \eta_e \cdot n} \quad (4.8)$$

$$R = \frac{4,366 \cdot 11,58}{4,366 \cdot 0,85 + 11,58 \cdot 0,85 \cdot 1,28} = 0,034 \text{ Ом}$$

Рассчитанное заземляющее устройство отвечает условию:

$$R \leq R_n \quad (4.9)$$

$$0,034 \leq 11,58.$$

Результаты расчетов отражаем в таблице 4.7:

Таблица 4.7 – Результаты расчетов

Число вертик элек- тродов n	Длина соединя ющей полосы L , м	Тип зазем- лителя	Сопротивле ние одиночного заземлителя, $R_{o.з}$, м	Сопротивл ение полосы, R_n , Ом	Коэффицие нты использова ния		R , Ом
					η_e	η_z	
1,28	0,735	В ряд	4,366	11,58	0,85	0,85	0,034

Вывод по разделу четыре:

Принятие предложенных мер позволит улучшить условия труда операторов, снизить риск возникновения заболеваний, а также повысить производительность труда.

Окружающая среда таит в себе потенциальные опасности. Среди них - поражение электрическим током. С более широким применением на производстве и в быту достижений научно-технического прогресса факторы этого риска возрастают.

При эксплуатации и ремонте электрического оборудования и сетей человек может оказаться в зоне действия электрического поля или непосредственном соприкосновении с находящимися под напряжением проводами электрического тока. В результате прохождения тока через человека может произойти нарушение его жизнедеятельных функций.

Опасность поражения электрическим током усугубляется тем, что электрический ток представляет собой скрытый тип опасности. Специфическая особенность электроустановок – угроза поражения не сопровождается внешними признаками, на которые могут реагировать органы чувств человека. Реакция человека на электрический ток возникает лишь при протекании последнего через тело человека.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выпускной квалификационной работы был обеспечен режим технического водоснабжения главной энергетической установки.

Для узла регулирования выделены из общей структуры водоснабжения два участка: подающий и обратный трубопровод, так как для обеспечения технологического процесса энергоагрегата необходимо обеспечивать давления на входе и на выходе.

После изучения необходимого теоретического материала и тщательно анализа предметной области было выполнено: обеспечения качества регулирования расхода технической воды; проведен метод учета тепловой энергии; разработана структурная схема системы управления насосной установки; выполнено моделирование системы управления; а так же произведен выбор аппаратных средств.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Варфоломеев, Ю.М., Отопление и тепловые сети: Теплоэнергетика: учебное пособие / Ю.М. Варфоломеев, О.Я. Кокорин. – изд. – М.: Изд-во ИНФРА-М, 2011.– 480 с.
- 2 Соколов, Е.Я. Теплофикация и тепловые сети: учебник для вузов / Е.Я. Соколов. – 7-е изд., стерилот. изд. – М.: Изд-во МЭИ, 2012.– 472 с.
- 3 Ковылянский, Я.А., Строительные нормы и правила. СНиП 2.04.07-86. Тепловые сети : справочник / Я.А. Ковылянский, Л.И. Жуковская. – изд. – М.: Изд-во Минстрой России, 2011. – 70 с.
- 4 Зингер, Н.М. Гидравлические и тепловые режимы теплофикационных систем: учебное пособие / Н.М. Зингер. – изд. – М.: Изд-во Энергоатомиздат, 2011. – 320 с.
- 5 Зингер, Н.М., Эксплуатационные режимы и регулирование отпуска теплоты в групповых тепловых подстанциях открытых систем теплоснабжения: Теплоэнергетика. дис. канд. тех. Наук / Н.М. Зингер, Л.С. Бармииа. – изд. – М., 1986. – 26 с.
- 6 Рабочая документация системы технического водоснабжения ГРЭС города Нижневартовск № 135-13 – 19 с.
- 7 Трубопроводная запорная арматура. – <http://www.techmarcet.ru> – дата обращения 31.03.16
- 8 Каталог оборудования Прибор-СК. – http://pribor-sk.ru/katalog_oborudovaniya – дата обращения 31.03.16
- 9 Зайцев, Н.Л. Экономика промышленного предприятия: учебник / Н.Л. Зайцев. – изд. – М.: Изд-во ИНФРА-М, 2001. – 358 с.
- 10 ГОСТ 26568-85 «Вибрация. Методы и средства защиты». - <http://www.internet-law.ru/gosts/gost/20231/>
- 11 ГОСТ 12.1.019 – 2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. - <http://docs.cntd.ru/document/gost-r-12-1-019-2009-ssbt>

12 Белявин, К.Е. Электробезопасность при эксплуатации электроустановок: Справочное пособие / К.Е. Белявин. – 2-е изд. - Минск: Технопринт, 2004.– 185 с.

13 ГОСТ 21.404-85 «Примеры построения условных обозначений» - <http://gostinform.ru/snipy/gost-21.404-85.shtml>

14 Ишниязова, А.Р. Методическое пособие по разработке экономической части дипломного проектирования для не экономических специальностей / А.Р. Ишниязова. – Нижневартовск, 2005. – 29 с.

15 Ларионов, В.А. Микропроцессорная техника и компьютеры в приборостроении: текст лекций. – Нижневартовск: филиал ЮУрГУ в г. Нижневартовске, 2006. – 58 с.

16 Кувшинов, Н.С. Схемы электрические принципиальные в инженерной графике: учебное пособие. / Н.С. Кувшинов, Хейфец А.Л. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2010. – 74 с.

17 СТО ЮУрГУ 04-2008. Стандарт организации. Курсовое и дипломное проектирование. Общие требования к содержанию и оформлению / составители: Т.И. Парубочая, Н.В. Сырейщикова, В.И. Гусев, Л.В. Винокурова. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2008. – 56 с.

18 ГОСТ 22261-94. Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия, М.: Изд-во стандартов, 1995. – 35 с.

19 МИ 222–80. Методика расчета метрологических характеристик измерительных каналов информационно-измерительных систем по метрологическим характеристикам компонентов, М.: Изд-во стандартов, 1981. – 51 с.

20 ГОСТ 12.2.064-81. Система стандартов безопасности труда. Органы управления производственным оборудованием. Общие требования безопасности, М.: Изд-во стандартов, 1981. 8 с.