

Инженерная школа информационных технологий и робототехники

Направление подготовки-15.03.04«Автоматизация технологических процессов и производств»

Отделение школы (НОЦ) – Автоматизация и робототехники

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Проектирование автоматизированной системы установки комплексной подготовки нефти

УДК 004.896.001.63:622.276.8

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т42	Рыжиков Сергей Николаевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Курганов В.В	К.Т.Н		

Нормоконтроль

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Суханов А.В	К.Э.Н		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Конотопский В.Ю	К.Э.Н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД ШБИП	Мезенцева И.Л			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Руководитель ООП	Воронин А.В	К.Т.Н		
Руководитель ОАР	Леонов С.В	К.Т.Н		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Профессиональные компетенции</i>	
P1	Демонстрировать базовые естественнонаучные и математические знания для решения научных и инженерных задач в области анализа, синтеза, проектирования, производства и эксплуатации систем автоматизации технологических процессов и производств. Уметь сочетать теорию, практику и методы для решения инженерных задач, и понимать область их применения.
P2	Иметь осведомленность о передовом отечественном и зарубежном опыте в области теории, проектирования, производства и эксплуатации систем автоматизации технологических процессов и производств.
P3	Применять полученные знания для определения, формулирования и решения инженерных задач при разработке, производстве и эксплуатации современных систем автоматизации технологических процессов и производств с использованием передовых научно-технических знаний и достижений мирового уровня, современных инструментальных и программных средств.
P4	Уметь выбирать и применять соответствующие аналитические методы и методы проектирования систем автоматизации технологических процессов и обосновывать экономическую целесообразность решений.
P5	Уметь находить необходимую литературу, базы данных и другие источники информации для автоматизации технологических процессов и производств.
P6	Уметь планировать и проводить эксперимент, интерпретировать данные и их использовать для ведения инновационной инженерной деятельности в области автоматизации технологических процессов и производств.
P7	Уметь выбирать и использовать подходящее программно-техническое оборудование, оснащение и инструменты для решения задач автоматизации технологических процессов и производств.
<i>Общекультурные компетенции</i>	
P8	Владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде с пониманием культурных, языковых и социально – экономических различий.
P9	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя группы с ответственностью за риски и работу коллектива при решении инновационных инженерных задач в области автоматизации технологических процессов и производств, демонстрировать при этом готовность следовать профессиональной этике и нормам
P10	Иметь широкую эрудицию, в том числе знание и понимание современных общественных и политических проблем, вопросов безопасности и охраны здоровья сотрудников, юридических аспектов, ответственности за инженерную деятельность, влияния инженерных решений на социальный контекст и окружающую среду.
P11	Понимать необходимость и уметь самостоятельно учиться и повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа информационных технологий и робототехники
Направление подготовки 15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств
Отделение автоматизации и робототехники

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
_____ Воронин А.В.

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
З-8Т42	Рыжикову Сергею Николаевичу

Тема работы:

Утверждена приказом директора (дата, номер)	26.03.2019 №2344/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	28.05.2019
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Объект исследования – Установки комплексной подготовки нефти (УКПН).
---------------------------------	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Обзор литературы 2. Постановка цели и задач проектирования 3. Объект и методы проектирования 4. Аналитика и расчеты 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 6. Социальная ответственность 7. Заключение
Перечень графического материала	1. Структурная и функциональная схемы автоматизации
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Конотопский Владимир Юрьевич
Социальная ответственность	Мезенцева Ирина Леонидовна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	21.01.2019
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Курганов В.В	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т42	Рыжиков Сергей Николаевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-8Т42	Рыжикову Сергею Николаевичу

Школа	ИШИТР	Отделение	ОАР
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств

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

1. Стоимость ресурсов проекта: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Затраты на материальные ресурсы – 3640 руб.; Затраты на ПО – 5990 руб.; Размер оклада руководителя – 29568 руб.; Размер оклада младшего научного сотрудника – 15470 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Срок выполнения проекта – 5 месяца; Дополнительная заработная плата составляет 12% от основной; Районный коэффициент равен 1,3
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка отчислений на социальные нужды составляет 30,1 % для образовательных и научных учреждений

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Организация и планирование работ	1.1 Продолжительность этапов работ 1.2 Расчет накопления готовности проекта
2. Расчет сметы затрат на выполнение проекта	2.1 Расчет затрат на материалы 2.2 Расчет заработной платы 2.3 Расчет затрат на социальный налог 2.4 Расчет затрат на электроэнергию 2.5 Расчет амортизационных расходов 2.6 Расчет прочих расходов 2.7 Расчет общей себестоимости разработки 2.8 Расчет прибыли 2.9 Расчет НДС 2.10 Цена разработки НИР
3. Оценка экономической эффективности проекта	3.1 Определение срока окупаемости инвестиций

Перечень графического материала:

1. Линейный график работы

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15.03.2019
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Конотопский Владимир Юрьевич	к.э.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т42	Рыжиков Сергей Николаевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-8Т42	Рыжикову Сергею Николаевичу

Школа	ИШИТР	Отделение	ОАР
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования – установка комплексной подготовки нефти. Метод исследования – анализ и синтез. Рабочая зона – компьютерный класс, операторная и площадка УКПН Область применения – нефтяная промышленность.
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность: 1.1 Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ). – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). 1.2 Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).	1.1 При разработке научного исследования (компьютерный класс) вероятно воздействие следующих вредных и опасных факторов: - микроклиматические условия в помещении [СанПиН 2.2.4.548-96], температура воздуха, выделение в воздух рабочей зоны ряда химических веществ ГН 2.2.5.3532-2018, влажность воздуха, аэроионный состав воздуха [СанПиН 2.2.4.1294-03], отсутствие или недостаток естественного света, недостаточная искусственная освещенность рабочей зоны [СНиП 23-05-95], повышенная яркость света; - психофизические факторы [ГОСТ 12.0.003-2015] (зрительное напряжение, монотонность трудового процесса, нервно-эмоциональные перегрузки); - электробезопасность на рабочем месте [ГОСТ 12.1.002-84, ГОСТ 12.4.124-83] (напряжение в электрической цепи, замыкание, статическое электричество, электромагнитные излучения, напряженность электрического поля). 1.2 При эксплуатации установки комплексной подготовки газа (технологическая зона) вероятно воздействие следующих вредных и опасных факторов: - производственный шум [СН 2.2.4/2.1.8.562-96]; - вибрация [СН 2.2.4/2.1.8.566-96]; - действие вредных веществ на организм (природный газ, газовый конденсат, метанол, топливный газ, турбинное масло) [ГОСТ 12.1.007-76]; - движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования [ГОСТ 12.2.009-99]. Для обеспечения безопасности при работе на установке комплексной подготовки газа
--	---

	предлагаются следующие средства защиты: - коллективная защита (шумоизолирующие конструкции); - индивидуальные средства защиты (костюм, ботинки, перчатки, каска, очки защитные, маска).
2. Экологическая безопасность: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	2.1 Анализ негативного воздействия на окружающую среду работы установки комплексной подготовки газа: - влияние на атмосферу (выбросы оксидов и диоксидов азота, сероводорода и оксида углерода, предельные углеводороды, метанол); - влияние на литосферу (отработанные трансформаторные масла, утилизация макулатуры и люминесцентных ламп). 2.2 Анализ негативного воздействия на окружающую среду при работе за ПЭВМ. 2.3 Анализ решений по обеспечению экологической безопасности.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.	3.1. Возможные ЧС при эксплуатации установки комплексной подготовки газа – производственные аварии (пожар, взрыв). 3.2. Анализ действий работников при возникновении ЧС. 3.3. Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	4.1 Анализ законодательно-правовой базы в области обеспечения безопасности: - "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019). 4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны: технический перерыв, проветривание, полная изоляция от производственных источников шума и вибрации. 4.3 СанПиН 2.2.4.548-96, СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03, СанПиН 2.2.4.1294-03, СанПиН 2.2.4.3359-16, СанПиН 2.6.1.3287-15, СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03, СанПиН 2.2.4/2.1.8.1383-03, ГОСТ 12.1.002-04, ГОСТ 12.2.032-78, ГОСТ 12.0.003-2015, ГОСТ 12.4.124-83, Инструкция по охране труда при работе на ПК, СНиП 21-01-97.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15.03.2019
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Мезенцева Ирина Леонидовна	-		15.03.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-8Т42	Рыжиков Сергей Николаевич		15.03.2019

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа информационных технологий и робототехники
 Направление подготовки 15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств
 Уровень образования – бакалавриат
 Отделение автоматизации и робототехники
 Период выполнения – весенний семестр 2018/2019 учебного года

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	28.05.2019
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
16.03.2019	Литературный обзор	25
21.03.2019	Объект и методы исследования	15
24.04.2019	Экспериментальная часть	30
06.05.2019	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
18.05.2019	Социальная ответственность	15

СОСТАВИЛ:
Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Курганов В.В	к.т.н.		

СОГЛАСОВАНО:
Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Воронин А.В.	к.т.н.		

Реферат

Пояснительная записка содержит 120 страницы машинописного текста, 44 таблиц, 20 рисунков, 1 список использованных источников из 20 наименований, 1 альбом графической документации.

В работе рассмотрена система автоматизации установки подготовки нефти и воды

Цель данной ВКР – усовершенствование системы автоматизации установки подготовки нефти, путем замены морально и физически устаревших технических средств автоматизации нижнего уровня.

В работе проведен анализ существующей системы, выявлены ее недостатки и предложен вариант автоматизации.

Рассмотрена характеристика установки подготовки нефти к транспорту. Выполнен обзор задач АСУТП

Выполнена разработка алгоритма ПД-регулирования с реальным дифференциатором. В ходе исследований проведен сравнительный анализ кривых Д-разбиения, переходных процессов объектов со стандартными ПД - регуляторами и ПД - регуляторами с реальным дифференциатором.

В разделе безопасность рассмотрены ключевые аспекты безопасной эксплуатации установки.

В экономическом разделе рассмотрен финансовый менеджмент применяемых технологий.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	14
1 Технологический раздел	16
1.1 Описание ТП УКПН.....	16
1.2 Обзор новых задач и исследований в области АСУТП	22
2 Система автоматизации установки УКПН	28
2.1 Общие сведения о существующей системе управления	28
2.1 Описание нижнего уровня АСУТП установки УКПН	29
2.3 Описание верхнего уровня АСУТП установки УКПН	35
2.4 Анализ существующей системы АСУ ТП установки УКПН	36
2.5 Обзор методов и средств реализации новых задач.....	41
2.6 Выбор и интеграция новых задач	43
3 Разработка ПО для новых задач.....	45
3.1 Причины исследования.....	45
3.2 Теоретические сведения	45
3.3 Описание АСР из общей схемы технологического процесса.....	47
3.4 Инженерные методы настройки регуляторов	48
3.5 Результаты исследования	55
4 Социальная ответственность.....	57
4.1 Производственная безопасность.....	60
4.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	61
4.1.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	62
4.2 Экологическая безопасность.....	64
4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	65
4.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	67
5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	69
5.1. Потенциальные потребители результатов исследования	69

5.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	69
5.3 SWOT – анализ	71
5.4 Определение возможных альтернатив проведения научных исследований.....	73
5.5 Планирование научно-исследовательских работ.....	74
5.6 Определение ресурсоэффективности проекта	83
Заключение.....	86
Список использованных источников	88
Приложение А Характеристики сырья и продуктов установки.....	90
Приложение Б Краткая характеристика технологического оборудования,.....	92
Приложение Г Взрывопожарная характеристика	106
Приложение Д. Параметры переходных процессов АСР с микропроцессорным ПД-регулятором.....	108
Приложение Е Функциональная схема автоматизации УКПН.....	118
Приложение Ж Схема установки подготовки нефти и воды.....	119
Приложение З Контур АСР температуры в резервуаре.....	120

Введение

Автоматизация – одно из направлений научно-технического прогресса, применения автономных технических средств, экономически-математических методов и систем управления, освобождающих человека от участия в процессах получения, преобразования, передачи и использования энергии, материалов или информации, значительно уменьшающей степень этого участия или трудозатраты несомых операций. Требуется дополнительное использование датчиков (датчики), входное оборудование, устройства приведения в действие (контроллеры), механизмы приведения в действие, устройства вывода, используя электронное оборудование и методы вычислений.

Автоматизация производства позволяет осуществлять технологические процессы без непосредственного участия обслуживающего персонала. Первоначально осуществлялась лишь частичная автоматизация отдельных операций. В последнее время функции систем автоматизации непрерывно расширяются. Все чаще в их задачу входит автоматическая перенастройка оборудования при изменении условий работы с целью получения наиболее эффективных, оптимальных режимов работы установок. Увеличивается количество установок, отдельных линий, цехов и даже предприятий, работающих без участия обслуживающего персонала.

Установка включает в себя процессы подготовки сырой нефти к транспорту.

Установка состоит из следующих объектов: блок колонн; блок технологических емкостей; блок теплообменников; насосная блока колонн; площадка АВО; рекуперативный теплообменный аппарат; узел учета нефти; блок печей; операторная; насосная внешней откачки; насосная промежуточного товарного парка; резервуар вертикальный стальной.

Верхний уровень АСУ ТП установки реализован на базе современной системы управления CENTUM CS 3000 фирмы Yokogawa (Япония). Система CENTUM CS 3000 полностью реализует все функции, необходимые для эффективной работы АСУ ТП, однако многие средства нижнего уровня морально устарели.

На сегодняшний день в связи увеличивающимся износом оборудования и растущими требованиями к качеству нефтепродуктов стабильное и правильное регулирование режима работы и обеспечение надежной, безаварийной работы автоматизированного оборудования установки является актуальной задачей.

Цель данной ВКР – усовершенствование системы автоматизации установки УКПН, путем замены существующих технических средств автоматизации нижнего уровня.

Задачи дипломного проекта:

- изучение технологии первичной переработки нефти наУКПН;
- анализ работы существующей системы автоматизации установки;
- модернизация установки путем замены технических средств нижнего уровня.
- разработка алгоритма регулирования температуры в резервуаре, а именно ПД-регулирования с реальным дифференциатором.

1 Технологический раздел

1.1 Описание ТП УКПН

Установка подготовки нефти и воды предназначена для сбора, подготовки, учета и транспорта нефти по межпромысловому нефтепроводу «Эхаби – Тунгор». Очистки пластовой воды до норм соответствующих требованиям ОСТ – 39 – 225 – 88, с целью откачки ее в РВС-700м³ КНС «Эхаби» с последующей закачкой в систему поддержания пластового давления месторождения Эхаби [23].

Из Государственного реестра опасных производственных объектов Парк резервуарный (промысловый) месторождения Эхаби зарегистрирован под номером А77-00832-0197 12.12.2007, II класс опасности.

Производительность установки (по установленному оборудованию):

- по газожидкостной смеси составляет 3940 м³/сутки;
- по откачке товарной нефти составляет 1440 м³/сутки;
- по откачке подтоварной воды 2500 м³/сутки.

Технологическое оборудование, установленное в УКПН «Эхаби», соответствует проектному.

Комплекс УКПН включает в себя следующие основные технологические модули:

- модуль подогрева НСЖ;
- модуль предварительного обезвоживания;
- модуль дополнительного обезвоживания;
- модуль транспорта нефти;
- модуль водоподготовки и транспорта воды.

Каждый модуль включает в себя следующие процессы:

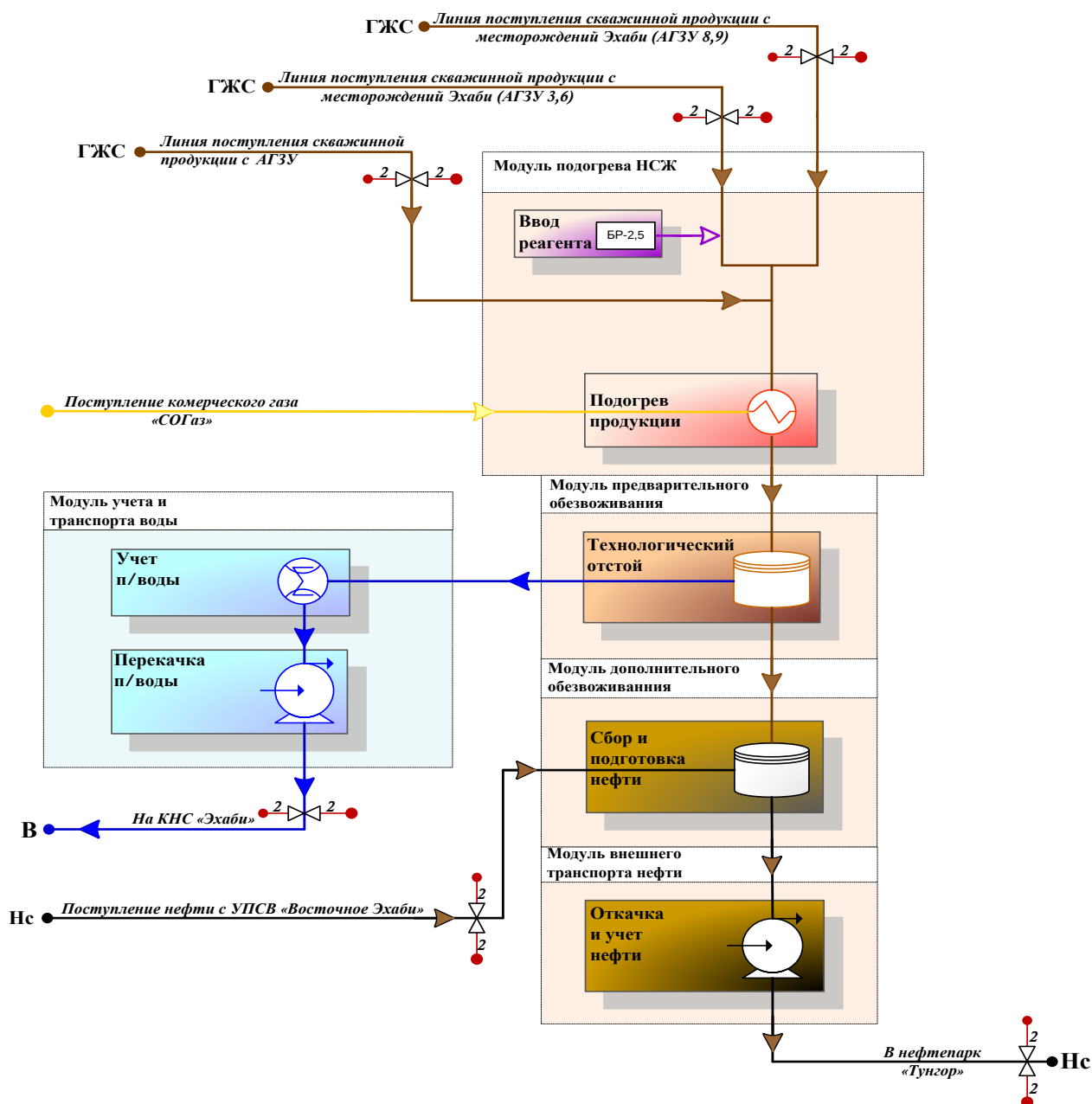
- подогрев НСЖ;
- технологический отстой;
- сбор и подготовка нефти;
- откачка и учет нефти;
- сбор и подготовка пластовой воды;

- откачка и учет подготовленной пластовой воды на КНС «Эхаби»;
- закачку хим. реагента (деэмульгатора).

Перечень сооружений объекта:

- Путьевой подогреватель (ПП – 0,63 – 2 шт.) предназначен для нагрева НСЖ, поступающей с месторождения «Эхаби»;
- нефтенасосная, на базе двух центробежных насосов типа ЦНС 60*330 (подача 60 м³/ч, напор 245 м) – обеспечивает транспорт товарной нефти от УКПН «Эхаби» до нефтепарка «Тунгор»;
- Технологический резервуар (РВС – 1000 м³ – 1 шт.) предназначен для сбора, учета, технологического отстоя нефтесодержащей жидкости, подрезки подтоварной воды, обеспечение подачи на прием насосных агрегатов подтоварной воды для перекачки на КНС «Эхаби»;
- Товарный резервуар (РВС – 600 м³ – 1 шт.) предназначен для накопления, дополнительного отстоя, подрезки подтоварной воды, кратковременного хранения, обеспечение подачи на прием насосных агрегатов ЦНС 60*245 товарной нефти месторождения «Эхаби»;
- Товарный резервуар (РВС – 1000 м³ – 1 шт.) предназначен для накопления, дополнительного отстоя, подрезки подтоварной воды, кратковременного хранения, обеспечение подачи на прием насосных агрегатов ЦНС 60*245 товарной нефти месторождения «Восточное Эхаби»;
- Блок теплоснабжения ТФУ (насосный агрегат К 20/30-2шт) предназначена для обеспечения системой теплоснабжения объекта;
- Водонасосная (ЦНС – 105х245 – 2 шт., 9 МГР – 1шт.) предназначена для перекачки подтоварной воды на РВС -700м³ КНС «Эхаби» и откачки уловленной пленочной нефти с нефтеулавливающего сооружения;
- Зачистная насосная (9МГР -1шт.) предназначена для откачки подрезанной подтоварной воды и некондиционной нефти с товарных РВС №3,5 в технологию;
- Дожимная насосная станция предназначена для откачки питьевой воды с центрального водовода на нужды объектов ЦДНиГ№2.

На рисунке 3 представлена принципиальная схема потоков УКПН «Эхаби».



Обозначения		
1		Раздел границ УПНВ и ППД - УМНГ
2	Нт	Товарная нефть
3	Нс	Сырая нефть
4	ГЖС	Газожидкостная смесь (эмульсия)
5	В	Подтоварная вода
6	Вз	Водозабор
7	Г	Газ
8		Дезэмульгатор

Рисунок 1.1 Принципиальная схема потоков УКПН «Эхаби» [23]

Установка подготовки нефти и воды предназначена для сбора, подготовки, учета и транспорта нефти по межпромысловому нефтепроводу «Эхаби – Тунгор». Очистки пластовой воды до норм соответствующих требованиям ОСТ – 39 – 225 –

88, с целью откачки ее в РВС-700м³ КНС «Эхаби» с последующей закачкой ее в систему поддержания пластового давления месторождения Эхаби.

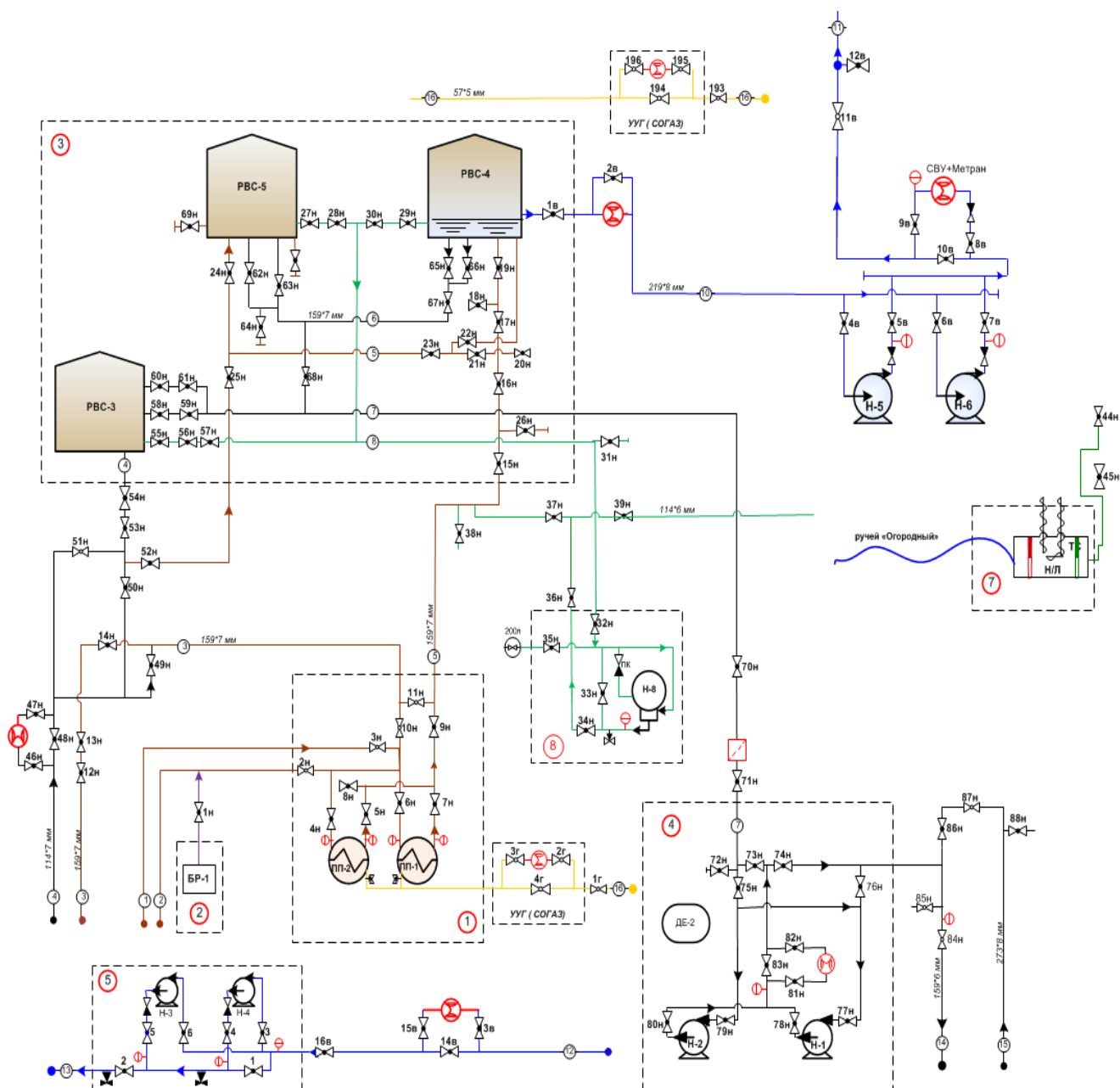


Рисунок 1.2 Технологическая схема УКПН [23]

По промысловым нефтепроводам нефтяная эмульсия от скважин температурой + 12 °С, обводненностью до 95 % под действием работы механизированного фонда добывающих скважин под давлением 0,15 ÷ 0,17 МПа по трем нефтепроводам поступает на вход путевых подогревателей ПП – 0,63, где подогревается до температуры + 22° С. На вход печи подается деэмульгатор СНПХ-

4114, для улучшения процесса подготовки нефти. Ввод деэмульгатора в трубопровод осуществляется с дозировкой – 70 г/т. Подогретая нефтяная эмульсия поступает в резервуар технологический РВС – 1000 м³ № 4, где происходит отделение воды от нефти за счет гравитационного отстоя. Для поддержания заданного режима работы и удобства обслуживания резервуар технологический РВС – 1000 м³ № 4 снабжен необходимыми технологическими штуцерами, штуцерами для КИПиА.

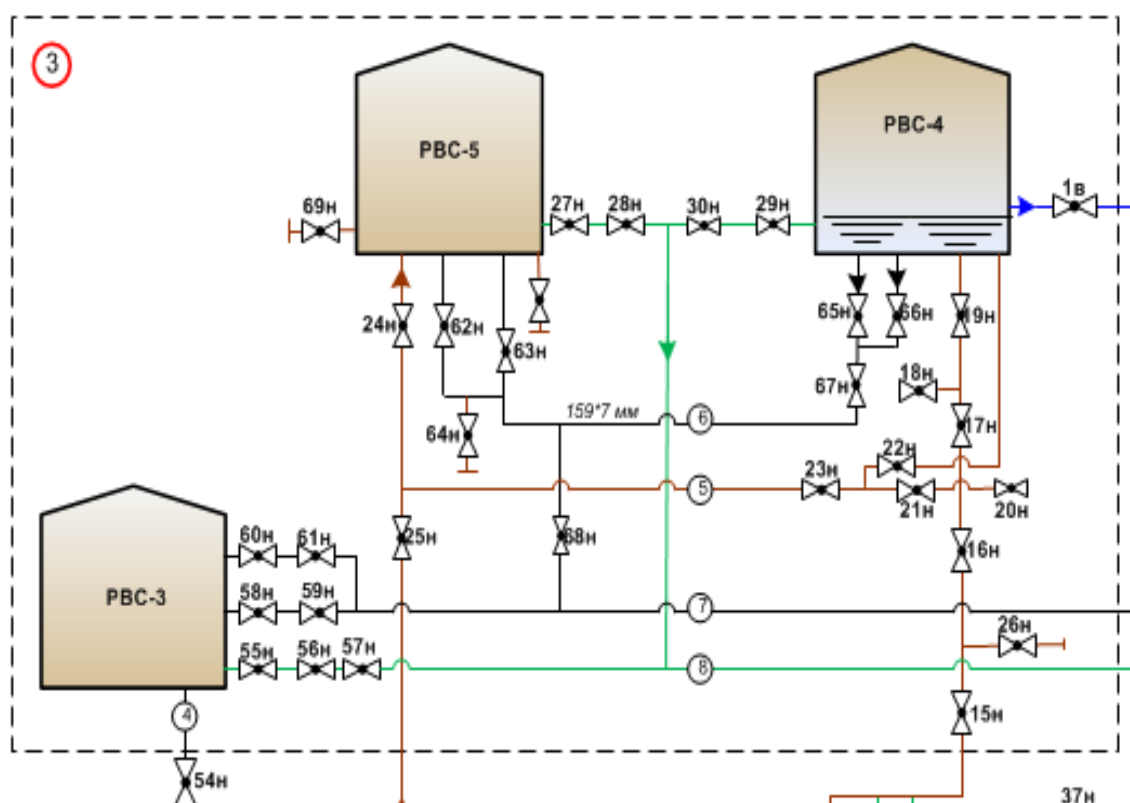


Рисунок 1.3 Резервуарный парк Эхаби [23]

Вода, отделившаяся в технологическом резервуаре РВС – 1000 м³ № 4, за счет давления водяного столба поступает на прием насосных агрегатов ЦНС – 105х245 № 5, 6, с последующей транспортировкой в резервуар отстойник РВС – 700 м³ № 1 на КНС «Эхаби», для закачки пластовой воды насосными агрегатами ЦНС – 180х1050 № 1, 3 в систему поддержания пластового давления.

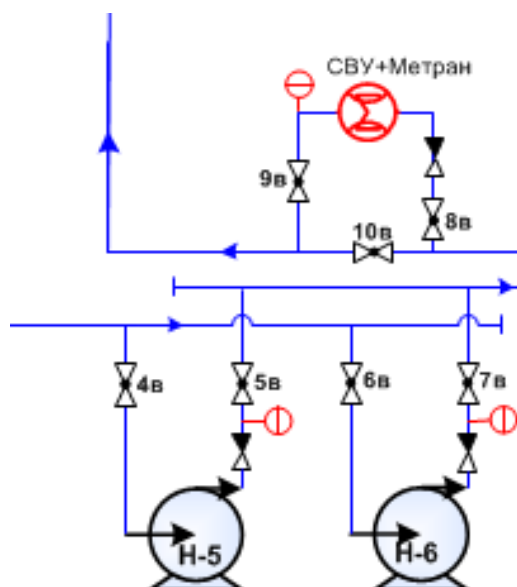


Рисунок 1.4 Технологическая схема БНКС Эхаби [23]

Отделившаяся нефть с технологического резервуара РВС – 1000 м³ № 4, через нефтепереливной сифон, находящийся на высоте 6 метров, поступает в товарный резервуар РВС – 700 № 5, где происходит подготовка нефти до товарного качества с последующей транспортировкой товарной нефти на нефтепарк «Тунгор», при помощи насосных агрегатов ЦНС – 60х330 № 1, 2, находящихся в нефтяной насосной станции.

Некондиционная нефть в товарном резервуаре РВС – 700 № 5 подрезается (подается на прием насосного агрегата 9 МГР, перкачивается в линию поступления нефтяной эмульсии в резервуар технологический РВС – 1000 м³ № 4);

В технологическом процессе УКПН «Эхаби» также задействован товарный резервуар РВС – 1000 м³ № 3 работающий под накоплением, отстоем, с последующей транспортировкой подготовленной нефти месторождения «Восточное Эхаби» на нефтепарк «Тунгор», при помощи насосных агрегатов ЦНС – 60х330 № 1, 2 находящихся в нефтяной насосной станции.

Учет пластовой воды, предназначенной для транспортировки на КНС «Эхаби» с последующей закачкой в систему поддержания пластового давления месторождения «Эхаби» производится при помощи расходомера СВУ – 50.

Учет подготовленной нефти, транспортируемой по магистральному нефтяному коллектору «Эхаби – Тунгор» на Нефтепарк «Тунгор» производится при помощи расходомера «Турбо квант» – 80.

Освобождение технологического оборудования, резервуаров производится при помощи насосного агрегата 9 МГР с последующей откачкой в линию поступления нефтяной эмульсии в резервуар технологический РВС – 1000 м³ № 4.

Технологический процесс установки включает:

- учет товарной нефти, поступающей на переработку на НПЗ.
- атмосферную перегонку нефти;
- получение прямогонной бензиновой фракции и широкой фракции углеводородов.

Выделяющийся при переработке нефти углеводородный газ направляется на установку подготовки газа, входящую в комплекс ЦИТС «СТГ», где смешивается с потоком попутного нефтяного газа и отправляется потребителям.

1.2 Обзор новых задач и исследований в области АСУТП

Для технологических процессов добычи и транспорта нефти характерна значительная рассредоточенность объектов по площадям (добывающие скважины, нагнетательные скважины, групповые замерные установки, кустовые насосные станции, линейные участки магистральных нефте- и газопроводов и т. д.).

С другой стороны, многие технологические процессы сосредоточены на сравнительно небольших площадях. Это установки комплексной подготовки нефти, установки подготовки газа, компрессорные и насосные станции магистральных газо-нефтепроводов, дожимные насосные станции, все технологические процессы переработки нефти и газа, а также нефтехимические процессы и т. д.

Очевидно, комплекс технических средств и организация каналов связи при автоматизации таких объектов различны. [3]

Наряду с задачами контроля и сигнализации отклонений здесь широко развиты функции стабилизации технологических параметров в режиме с обратной

связью (непрерывное управление). Управление такими процессами требует применения более сложных алгоритмов (каскадные системы, системы с компенсацией возмущений, системы со взаимозависимыми параметрами, адаптивные системы, системы оптимального управления).

Исходя из особенностей объектов автоматизации нефтегазовой отрасли, выдвигаются и соответствующие требования к архитектуре, а также аппаратным и программным средствам АСУТП.

Для автоматизации непрерывных технологических процессов подготовки нефти и газа, заводских процессов переработки нефти, а также нефтехимических процессов наиболее адаптированы DCS-системы. В таких системах все известные функции автоматизации распределены между различными аппаратными средствами системы управления. Каждый компонент системы узко специализирован и «занимается своим делом». Наиболее характерная черта управляющих процессоров DCS-систем – способность поддерживать от нескольких десятков до нескольких сот контуров ПИД-регулирования.

Для рассредоточенных объектов, таких, как нефтяные промыслы, а также для объектов транспорта нефти и газа применяют SCADA–системы. Задачей таких систем является обеспечение автоматического дистанционного наблюдения и дискретного управления функциями большого количества распределенных устройств (часто находящихся на большом расстоянии друг от друга и от диспетчерского пункта). Количество возможных устройств, работающих под управлением систем диспетчерского контроля и управления, велико и может достигать нескольких сотен. Для этих систем наиболее характерной задачей является сбор и передача данных, которая реализуется дистанционно расположенными терминальными устройствами (RTU).

На рисунке 6 представлена схема комплекса технических средств многоуровневой системы управления, обобщающая многочисленные применения таких систем для управления технологическими процессами нефтяной промышленности.

Как правило, это двух- или трехуровневые системы, и именно на этих уровнях реализуется непосредственное управление технологическими процессами. Специфика каждой конкретной системы управления определяется используемой на каждом уровне программно-аппаратной платформой. [3]

Нижний уровень – уровень объекта (контроллерный) - включает различные датчики (измерительные преобразователи) для сбора информации о ходе технологического процесса, электроприводы и исполнительные устройства для реализации регулирующих и управляющих воздействий. Датчики поставляют информацию локальным контроллерам (PLC), которые могут обеспечить реализацию следующих функций:

- сбор, первичная обработка и хранение информации о состоянии оборудования и параметрах технологического процесса;
- автоматическое логическое управление и регулирование;
- исполнение команд с пункта управления;
- самодиагностика работы программного обеспечения и состояния самого контроллера;
- обмен информацией с пунктами управления.



Рисунок 1.5 Обобщенная архитектура системы управления.

Анализ широкого спектра технологического оборудования, применяемого при подготовке нефти на ТХУ, ЭЛОУ и УКПН, выявил наиболее часто применяемые технологические блоки:

- резервуары,
- насосы,
- теплообменники,
- отстойники,
- нефтегазосепараторы,
- подогреватели, печи,
- электродегидраторы,
- конденсаторы-холодильники,
- ректификационные колонны.

Каждый из названных технологических блоков имеет различные модификации: по размерам, по исполнению (горизонтальное, вертикальное), по типу подогрева (огневой или паровой), по режимным показателям (температура, давление) и т.д.

Как объект автоматизации каждый технологический блок имеет свою типовую группу параметров контроля и управления и, соответственно, свой типовой набор датчиков, исполнительных механизмов, преобразователей, блоков питания и т. д.

В зависимости от технологических схемы установки подготовки нефти используется разное количество технологических блоков в разной последовательности. Сигналы с датчиков каждого технологического блока группируются и распределяются на уровне контроллеров по разным принципам: по типу, назначению, по связи с определёнными событиями, оборудованием или этапами технологического процесса и т. д. [5]

Установка комплексной подготовки нефти производительностью 2 – 4млн. тонн нефти в год, кроме перечисленных основных типовых технологических блоков, имеет в своём составе очистные сооружения, факельное хозяйство, узел пресной воды, насосную производственно-дождевых стоков, блочную котельную и

т.д. С каждого такого объекта сигналы поступают или на отдельно стоящий контроллер, или на контроллер в операторной.

Кроме режима сбора и контроля параметров по уставкам, в современных АСУ ТП подготовки нефти важную роль играют режимы дистанционного и автоматического управления и регулирования. Дистанционное управление исполнительным устройством осуществляется по команде оператора с компьютера. Автоматический режим управления технологическим процессом реализуется двумя группами функций: логического или импульсного управления и автоматического регулирования.

Первая группа функций осуществляет автоматический пуск/останов насосов, вытяжных вентиляторов, открытие/закрытие шаровых кранов.

Вторая группа функций осуществляет автоматическое регулирование таких параметров, как уровни, межфазные уровни, давление и расход нефти, путем управляющих воздействий на электроклапаны (например, УЭРВ–1М, КТ1–Ех).

При разработке алгоритмов автоматического регулирования необходимо решать следующие вопросы:

- взаимосвязь контуров регулирования для ситуаций, когда изменение одного технологического параметра влечет изменение другого;

- учёт нелинейного характера объектов управления;

- выбор шага дискретизации.

Для решения этих вопросов применимы методы математического и полунатурного моделирования.

Требования к повышению качества получаемой нефти и к организации экологического мониторинга приводят к увеличению количества технологических блоков в современных установках комплексной подготовки нефти и, как следствие, к увеличению количества параметров контроля и управления, что ведет к повышению сложности АСУ ТП УКПН в целом. Так, общее количество сигналов ввода–вывода средней АСУ ТП УКПН сейчас достигает 400–700, включая 30–50 контуров регулирования и дистанционного управления. [4]

Как известно, создание сложных систем автоматизации проходит ряд основных этапов:

- проектирование и разработка АСУ ТП;
- сборка и монтаж комплекса технических средств (КТС);
- пусконаладка системы автоматизации на объекте у заказчика;
- разработка эксплуатационной и технической документации, обучение специалистов заказчика.

Накопленный богатый опыт по выполнению каждого из перечисленных этапов позволяет существенно сократить сроки и стоимость их выполнения.

Создание современных АСУ ТП комплексной подготовки нефти базируется на разработке проекта. Ввиду сложности и взрывоопасности УКПН выполнение подобного проекта разрешается только организациям, которые имеют соответствующие лицензии Госгортехнадзора РФ.

В структуре любой АСУ ТП можно условно выделить следующие уровни:

- нижний (оборудование КИП);
- контроллерного оборудования;
- комплекса технических средств АРМ оператора.

Разработка сложного проекта АСУТП требует много времени, если отсутствуют готовые и проверенные типовые структурные и аппаратно-программные проектные решения для каждого уровня.

Апробированы и надежно зарекомендовали себя программные решения для каждого уровня. Прикладное программное обеспечение обоих верхних уровней создаётся с помощью единой SCADA–системы (в описываемых примерах использовалась Tracemode). Для контроллерного уровня разработаны типовые прикладные программные решения в виде алгоритмов автоматического регулирования для отдельных технологических блоков УКПН. Для АРМ оператора сформировано типовое представление многих технологических блоков как на экране монитора в виде мнемосхем, так и в базе каналов.

Типизация аппаратно-программных решений позволила значительно сократить сроки проектирования и разработки АСУ ТП УКПН. [4]

2 Система автоматизации установки УКПН

2.1 Общие сведения о существующей системе управления

В настоящее время на установке УКПН используется система управления CENTUM CS 3000. Это программно-аппаратный комплекс фирмы Yokogawa (Япония) четвертого поколения, который имеет программные и аппаратные средства для подключения к информационной сети завода, организованной на базе сети Ethernet.

Существующие технические средства имеют технические характеристики (диапазон измерения, класс точности, инерционность и так далее), которые удовлетворяют скорости изменения значения параметров процесса.

Все технические средства управления и ПАЗ соответствуют особенностям технологического процесса, как по взрывоопасности, так и по характеристике измеряемой среды.

Средства измерений температуры, расхода, давления, уровня имеют стандартные сигналы 4...20 мА и подключены к системам распределенная система управления (PCY) и противоаварийная защита (ПАЗ).

Входные и выходные цепи имеют защиту от короткого замыкания и перенапряжения.

Информационно-управляющая система и система ПАЗ имеют аппаратную и программную диагностику исправности сетей, блоков и модулей, входных и выходных электрических цепей. Информация о состоянии передается в PCY для отображения и регистрации.

Так как CENTUM CS 3000 новая система управления и в модернизации не нуждается, предлагается в качестве модернизации выполнить замену датчиков на более новые.

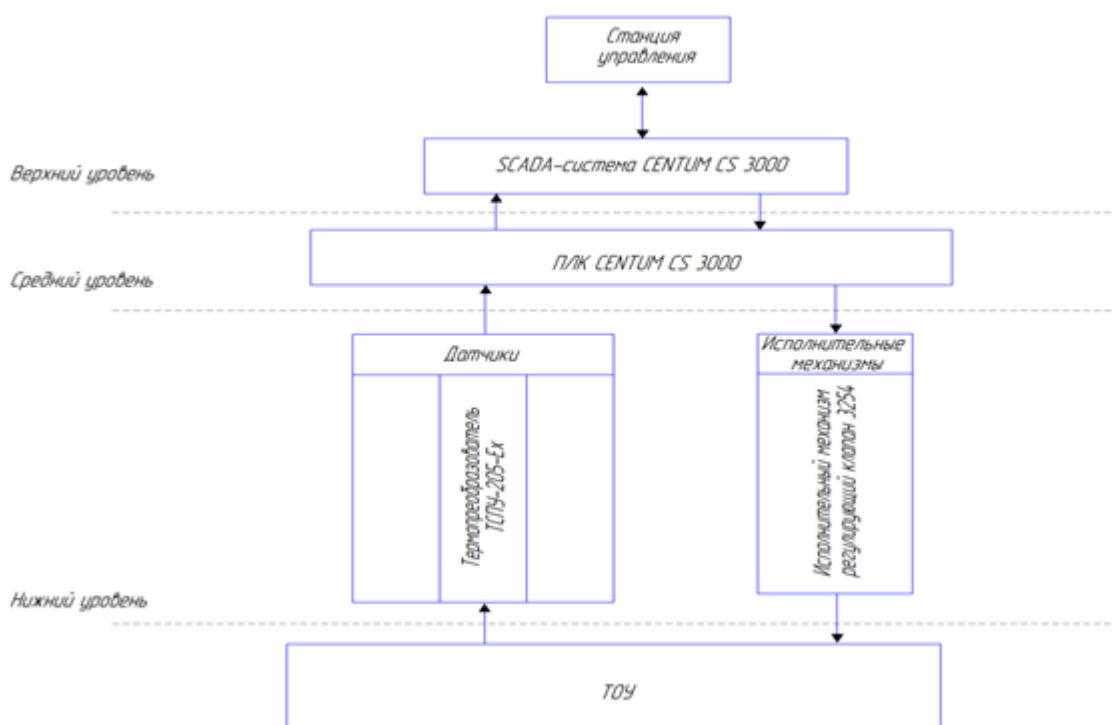


Рисунок 2.1 – Структура АСУ ТП

2.1 Описание нижнего уровня АСУТП установки УКПН

Нижний уровень представлен измерительными преобразователями, которые расположены непосредственно на установке, исполнительными механизмами. В данном уровне выполняются функции сбора и обработки, поступающей от датчиков объекта информации, автоматическое регулирование параметров процесса, ручное дистанционное управление исполнительными механизмами объекта, формирование команд ПАЗ и световой и звуковой сигнализации. Функциональная схема автоматизации представлена в приложении А.

Датчики температуры.

Контроль температуры аппаратов установки, осуществляется посредством интеллектуального преобразователя температуры Метран-286-06-Exd (позиция TE1032). ЗАО ПГ «Метран», г.Челябинск

Вид взрывозащиты: 1ExdIICT5X, расположен по месту.

$P_y=6,3$ МПа.

Шкала: 0...200 °С.

Измеряемая среда: пары углеводородов.

$T_{\text{раб.}} = 146\text{ °С}$; $P_{\text{раб.}} = 0,25\text{ МПа}$ (2,5 кгс/см²); $P_{\text{мак.}} = 1,0\text{ МПа}$ (10,0 кгс/см²).

Основные характеристики датчика представлены в таблице 2.1.

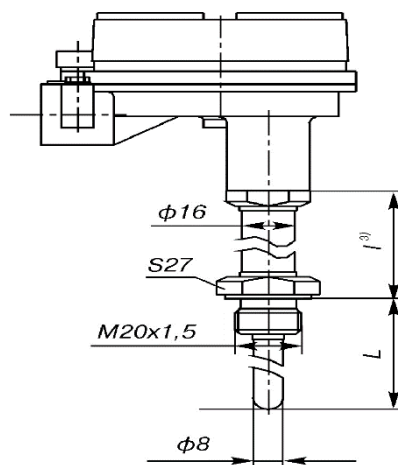


Рисунок 2.2 Датчик температуры Метран-286-06-Exd

Таблица 2.1 – Технические характеристики прибора

Наименование показателя	Значение
Рабочий диапазон измерений, %	0...200
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности $\pm\gamma$, %	0,15
Выходные сигналы, мА	4...20
Рабочий диапазон температур окружающей среды, °С	минус 40...70
Степень защиты от воздействия пыли и воды по ГОСТ 14254	IP65

Датчики давления.

Используется датчик избыточного давления Сапфир-22Р-Exd-ДИ (позиция РТ2003). АОО “Теплоприбор”, г. Рязань

Вид взрывозащиты: 1ExsdIIBT5, расположен по месту, в обогреваемом шкафу.

Шкала: 0...0,6 МПа

Измеряемая среда: пары углеводородов

$T_{\text{раб.}}=146\text{ }^{\circ}\text{C}$; $P_{\text{раб.}}= 0,25\text{ МПа}$ ($2,5\text{ кгс/см}^2$); $P_{\text{мак.}}= 0,35\text{ МПа}$ ($3,5\text{ кгс/см}^2$).

Основные характеристики датчика представлены в таблице 2.2.

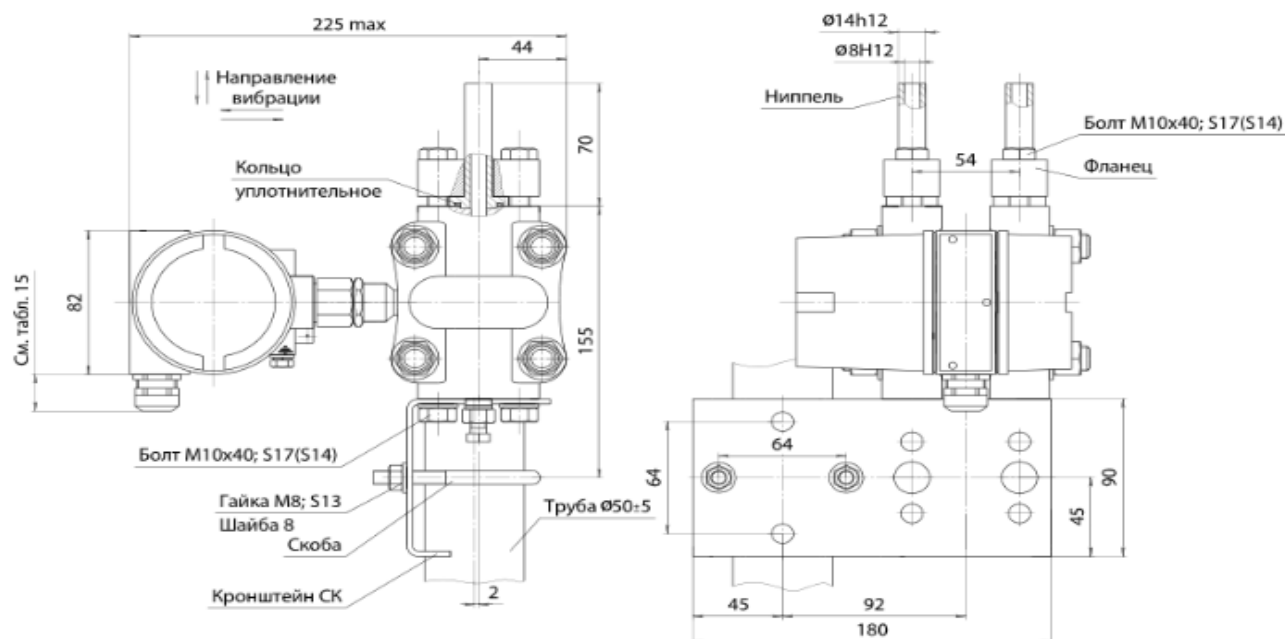


Рисунок 2.3 Датчик давления Сапфир

Таблица 2.2 – Технические характеристики прибора

Наименование показателя	Значение
Рабочий диапазон измерений, МПа	0,25...0,6
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности $\pm\gamma$, %	$\pm 0,15\%$
Выходные сигналы, мА	4...20
Рабочий диапазон температур окружающей среды, $^{\circ}\text{C}$	минус30...50
Степень защиты от воздействия пыли и воды по ГОСТ 14254	IP65

Датчики уровня.

Датчиком уровня в колонне К-1 является уровнемер Сапфир-22Р-Exd-ДД (позиция LdT4006). АОО “Теплоприбор”, г. Рязань

Вид взрывозащиты: 1ExsdIIBT5, расположен по месту.

Шкала: 0...0,063 МПа.(0...100 %)

Измеряемая среда: отбензиненная нефть.

$L_{\text{раб.}}=0-110\%$; $T_{\text{раб.}}=190\text{ }^{\circ}\text{C}$; $T_{\text{мак.}}=230\text{ }^{\circ}\text{C}$; $P=1,0\text{ МПа}$ (10,0 кгс/см²).

Плотность: 870 кг/м³.

Таблица 2.3 – Технические характеристики прибора

Наименование показателя	Значение
Рабочий диапазон измерений, %	0...100
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности $\pm\gamma$, %	0,1
Выходные сигналы, мА	4...20
Рабочий диапазон температур окружающей среды, $^{\circ}\text{C}$	минус 30...50
Давление контролируемой среды, МПа	до 0,6
Степень защиты от воздействия пыли и воды по ГОСТ 14254	IP65

Датчики расхода.

Датчиком расхода орошения в колонну К-1 является Сапфир-22Р-Exd-ДД-****-02-У2

Датчик разности давлений

Шкала: 0 – 63 м³/час

Измеряемая среда: рефлюкс колонны К-1. $T = 45\text{ }^{\circ}\text{C}$

$T_{\text{мак.}} = 60\text{ }^{\circ}\text{C}$

$P_{\text{мак.}} = 1,2\text{ МПа}$ (12,0 кгс/см²)

Вид взрывозащиты: 1ExsdIIBT5

Предел измерений: 0 – 63 м³/час

Выходной сигнал: 4...20 мА

Таблица 2.4 – Технические характеристики прибора

Наименование показателя	Значение
Рабочий диапазон измерений, м ³ /час	0...63
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности $\pm\gamma$, %	0,5
Выходные сигналы, мА	4...20
Рабочий диапазон температур окружающей среды, °С	минус 30...50
Давление контролируемой среды, МПа	до 2
Степень защиты от воздействия пыли и воды по ГОСТ 14254	IP65

Совместно с датчиком расхода орошения в колонну К-1 является Сапфир-22Р-Exd-ДД установлена диафрагма камерная ДКС-10

Ду = 100 мм,

Ру = 10 МПа

Измеряемая среда: бензин

Т = 45 °С

Т_{макс.} = 60 °С

Р_{макс.} = 1,2 МПа (12,0 кгс/см²)

G = 25 м³/час

G_{макс.} = 40 м³/час

Плотность: 720 кг/м³

Вязкость: 31,6 x 10⁻⁶ кг сек/м²

Д_{тр} = 100 мм

2.2.5 Исполнительные устройства.

Клапаны подбираются исходя из диаметра трубопровода, на котором они устанавливаются.

Для регулирования расхода применяем регулирующие клапаны с пневмоприводом типа КМР с условным проходом 200 мм. Это универсальный поворотный сегментный клапан с эксцентричным плунжером, сочетающий лучшие свойства подъемных и поворотных регулирующих устройств, обладающий исполнительным пневматическим механизмом с выходным сигналом 20...100 кПа. Рассчитан для работы при давлениях от 1,6 до 16,0 МПа и температурах от минус 60 °С до 450 °С. Исходное положение плунжера может быть как нормально открытое, так и нормально закрытое.

Регуляторы.

В качестве показывающего, регистрирующего и регулирующего прибора применяется миниконтроллер МК-500-10. Контролер предназначен для построения автоматизированных систем управления технологическими процессами и позволяет выполнять автоматическое регулирование, логико-программное управление, управление с переменной структурой, защиту и блокировку, сигнализацию, регистрацию событий, оперативное управление с помощью персонального компьютера [7].

Преобразователи.

Для преобразования стандартного токового сигнала в стандартный пневматический регулирующий сигнал (преобразование рода энергии), поступающий к исполнительному механизму от регулятора, используем электропневмопозиционер фирмы Siemens SipartPS2 с видом взрывозащиты ExdIIcT6 («взрывонепроницаемая оболочка»). Позиционер SipartPS2 обладает рядом преимуществ перед электромеханическими позиционерами: высокой точностью позиционирования, простотой использования и программирования, наличием автоматических пусковых функций с саморегулированием нуля и диапазона. Позиционер монтируется непосредственно на клапан [8].

Сигнализаторы.

Для оповещения обслуживающего персонала о том или ином отклонении технологического режима с дискретной шины миниконтроллера МК-500-10 поступает сигнал, обеспечивающий включение звуковой сигнализации [7].

2.3 Описание верхнего уровня АСУТП установки УКПН

На верхнем уровне расположены операторские станции и сервер системы. На сервере системы располагается вся архивная информация, база данных ПО контроллеров. На операторских станциях отображается мнемосхема объекта, со всеми текущими, измеренными параметрами и оператор ведёт технологический процесс, имея всю нужную информацию на экране монитора [1].

В системе CENTUM CS 3000 станция оператора (EOPS) выполняет функции индикации промышленных регуляторов, а станция управления участком EFCS/EFCD производит регулирование.

Микропроцессор в EFCS/EFCD производит обработку для 80 контуров регулирования.

Функции таких стандартных аналоговых приборов, как регуляторы и индикаторы, заложены в программном обеспечении микропроцессора станции управления участком. Панели настройки всех приборов, имеющихся в виде программных алгоритмов в станции EFCS/EFCD могут быть показаны на экране. Каждая станция управления участком может содержать до 255 приборов. Выходы от регуляторов, подключаемые к участку, обрабатываются многоточечной платой аналоговых входов/выходов MAC2, многоточечной платой импульсных входов/аналоговых выходов PAC или индикаторами контуров CLDU.

Функции соединения контуров CENTUM идентичны соответствующим функциям соединения клемм приборов проводами в стандартных аналоговых устройствах (или трубками в пневматических системах). Функции соединения контуров могут, например, объединять два регулятора в каскад (для управления), соединять регулятор и селектор (для автоселекторного управления), или регулятор и блок задания соотношения (для управления соотношением).

В станциях управления участком внутренние соединения – все соединения, кроме подключения кабелей с участка к платам входа/выхода, создаются в программном обеспечении. Внутренние соединения включают в себя соединения

между приборами CENTUM, а также между приборами CENTUM и платами входа/выхода.

В систему включены разнообразные функции проверки тревоги, такие как проверка на превышение порогов тревоги выше верхнего, ниже нижнего пределов, превышение верхнего и нижнего пределов тревоги, отклонение, диагностика неисправности приборов по скорости изменения сигнала.

Сигнал тревоги может сгенерировать состояние тревоги и вывести на экран сигнализаторы, вывести на печать сообщения и активизировать функции логического управления.

Операторская станция EOPS обеспечивает работу и функции наблюдения, требуемые для управления в целом системы CENTUM. Расширенная емкость применения поддерживает до 16000 позиций, 300 страниц графических панелей и свыше 2300 точек записи трендов на одну операторскую станцию. Разнообразные функции записи трендов объединены с возможностями эффективного анализа производства и наблюдения. Техника развитого программного обеспечения позволяет обеспечить время доступа 1 секунда ко всем дисплеям.

2.4 Анализ существующей системы АСУ ТП установки УКПН

Обоснование выбора полевой автоматики.

Выбор первичных преобразователей, используемых для измерения параметров, осуществляется согласно перечню технологических параметров и нормам технологического режима.

В основу САУ положены электрические приборы промышленной группы «Метран» – российского лидера в разработке и поставках средств и систем автоматизации, который включает самый широкий ряд приборов для измерения давления, температуры, расхода, уровня, разрежения для применения в различных областях промышленности.

Применение этих датчиков обусловлено следующими причинами:

- наличие специальных исполнений датчиков для взрывоопасных

производств с видом взрывозащиты «искробезопасная электрическая цепь» и «взрывонепроницаемая оболочка»;

- разнообразие моделей для контроля параметров, как нейтральных, так и химически активных и агрессивных сред;

- высокая точность и надежность в эксплуатации.

Процесс первичной переработки является взрывоопасным, поэтому все первичные преобразователи имеют маркировку взрывозащиты 0ExiaIICT5X, 0ExiaIICT5, 0ExiaIICT4, 0ExiaIICT6.

В промышленной зоне установлены датчики с выходным унифицированным сигналом 4...20 мА во взрывозащищенном исполнении. Датчики с выходным сигналом 4...20 мА применяются для того, чтобы можно было определить, обрыв измерительной цепи от датчика до управляющего комплекса.

Применения микропроцессорной электроники в конструкциях датчиков позволило реализовать широкий набор функций настройки и калибровки датчиков. Повысилась точность настройки и снизилась суммарная погрешность измерения при работе датчика в реальных условиях эксплуатации.

Микропроцессорная техника точна и легка в обращении и настройке.

Ниже приведены технологические параметры процесса и выбор для них первичных средств измерения.

Диапазон измерения температуры лежит в пределах от 20 °С до 1000 °С. В связи с этим выбираем термопреобразователь ТХАУ Метран-271-Exia диапазон измерения температуры 0...1000 °С и ТСМУ-274-Exia диапазон измерения 0...180 °С с погрешностью 1 %, с маркировкой по взрывозащите 0ExiaIICT5. Напряжение питания от 18 до 42 В. Все термодары и термометры сопротивления имеют класс защиты от пыли и влаги IP65.

Диапазон измерения давления лежит в пределах от 0,03 до 2,84 МПа. От точности измерения давления зависит эффективность работы колонн и насосов. В качестве датчиков измерения давления выбираем Метран-150 CG с унифицированным выходным токовым сигналом 4...20 мА. Степень защиты

от воздействия пыли и влаги IP65 и имеющий маркировку взрывозащиты 1ExiaIICT5X.

Радарный уровнемер Rosemount 5300, с одинарным жестким зондом для измерения уровня нефтепродуктов и с коаксиальным зондом для измерения уровня парового конденсата, согласно рекомендациям завода изготовителя. Исполнение: 0ExiaIICT4X, IP67. Выходной сигнал: 4...20мА.

Кроме того, для контроля уровня в маслобаках насосов применяется вибрационный сигнализатор уровня Rosemount 2120, Выходной сигнал: 4...20 мА. Исполнение: 0ExiaIICT5, IP67.

Для измерения расхода исходного сырья, пара и т.д., используется преобразователь разности давления Метран-150 CD2 с унифицированным выходным токовым сигналом 4...20 мА в искробезопасном исполнении 1ExiaIICT5X. Датчики стойкие к воздействию агрессивной измеряемой среды. Напряжение питания от 12 до 45 В. Датчики устанавливаются в комплекте с диафрагмами ДКС. Степень защиты от пыли и воды IP65.

В качестве анализатора воздушной среды в помещениях и на наружной территории выбран анализатор взрывоопасных концентраций СТМ-30-03. Диапазон сигнальных концентраций 0-100 % НКПР. Исполнение: 1ExibIICT6. Выходной сигнал: 4...20 мА. Произведен ФГУП СПО «Аналитприбор», город Смоленск. Этот прибор способен работать в условиях пониженных температур, в неблагоприятных климатических условиях.

Для регулирования ряда параметров используем регулирующие клапана Камфлекс-35002 производства фирмы ДС «Контролз» с пружинно-мембранным исполнительным механизмом. Диапазон измерения давления лежит в пределах от 0,02 до 0,1 МПа. Так как выходной токовый сигнал с контроллера 4...20 мА, то его нужно преобразовать в пневматический унифицированный сигнал, для этого используется электропневматический позиционер серии 4700 Е фирмы «Masoneilan», который обладает рядом преимуществ:

- легко выполняется настройка нуля и шкалы;
- удобство обслуживания;

- коррозионная стойкость к воздействию агрессивной окружающей среды;
- маркировка взрывозащиты ExiaIIBT4, защита от пыли и влаги – IP66.

Краткое описание микропроцессорной техники.

Выбор контроллеров должен определяться следующими критериями:

- функциональные возможности контроллера должны полностью покрывать круг задач, решаемых при автоматизации данного технологического процесса;
- характеристики контроллера, определяющие его быстродействие должны удовлетворять потребностям автоматического управления;
- количественные характеристики контроллера, определяющие число и типы входов и выходов должны быть оптимально соотнесены с информационными характеристиками процесса;
- коммуникационные характеристики контроллеров, тип сети, используемые протоколы и возможность сопряжения с имеющимися и предполагаемыми;
- объем постоянной и оперативной памяти контроллера должен быть достаточным для размещения и оптимального функционирования прилагаемого программного обеспечения. При этом должны учитываться цены контроллеров и дополнительного оборудования.

Из множества различных контроллеров выбран программируемый контроллер CENTUM CS 3000 фирмы Yokogawa (Япония). Контроллеры данной фирмы уже достаточно часто применяются в нашем регионе, следовательно, накоплен большой опыт в подключении и эксплуатации контроллера этой фирмы.

На рисунке 2.5 изображена типичная конфигурация распределенной системы управления CENTUM CS 3000.

Основные задачи, решаемые системами управления CENTUM:

- безопасное ведение технологических процессов;
- реализация решений задач оптимального управления;
- обеспечение устойчивости процессов регулирования;
- управление периодическими процессами;
- взаимодействие с подсистемами верхнего и нижнего уровня;
- сбор и накопление данных.

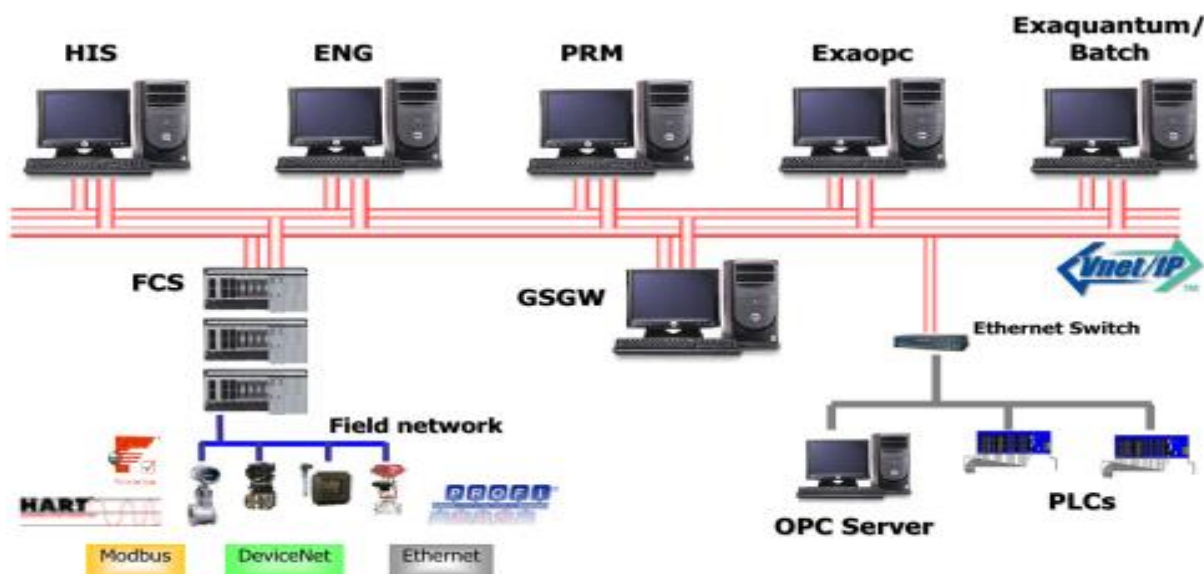


Рисунок 2.5 – Типичная конфигурация PCY CENTUM CS 3000

Система CENTUM CS 3000 разработана для управления относительно большими производствами. Она отличается от других систем управления семейства CENTUM тем, что гибко масштабируема и организована по доменному принципу.

Основные достоинства системы CENTUM CS 3000:

- гибкая система резервирования, позволяющая резервировать элементы процессора, системных интерфейсов, модулей ввода/вывода и так далее;
- гибкая конфигурация каждого рабочего места оператора с возможностью независимого накопления исторической информации;
- доменный принцип организации позволяет организовать истинно распределенное управление;
- высокая плотность модулей ввода/вывода (64-х каналные модули дискретных сигналов);
- высокая скорость передачи данных по внутренней шине (шина ESB, скорость 128 Мбит/с);
- большой объем оперативной памяти контроллеров (до 32 Мбайт);
- возможно применение 2-х экранных консолей как с ЖК-дисплеями, так и с ЭЛТ-дисплеями;
- рабочее место оператора комплектуется сенсорной клавиатурой,

позволяющей осуществить прямой доступ к любому технологическому окну путем нажатия функциональной клавиши;

- связь с подсистемами верхнего и нижнего уровней;
- функция виртуального тестирования, позволяющая выполнять отладку прикладного программного обеспечения, как без подключения контроллеров, так и с подключением.

2.5 Обзор методов и средств реализации новых задач

Целями разработки APC-систем, как правило, является улучшение качества процессов управления технологическими параметрами и (или) некоторыми показателями качества продукции, а также оперативная (в реальном времени) оптимизация технико-экономических показателей.

В целом, для автоматизированных технологических комплексов (АТК), в которых реализована одна или несколько APC-задач, часто говорят об «интеллектуальных», «умных», «smart» системах управления и обеспечения безопасности.

На рынке программных продуктов и методических материалов по моделированию, управлению и оптимизации производств по показателям качества и технико-экономическим критериям работают такие фирмы как: SIMSCI – Simulation Sciences, Inc., CCS, Honeywell, Emerson (USA); Shell Global Solution (Великобритания-Голландия); Alstom (Франция), ABB (Швеция-Швейцария) и другие фирмы общим числом порядка 20-30.

Вместе с тем ряд вопросов, в первую очередь, по архитектуре и разработке элементов APC-систем, недостаточно полно освещен в известных публикациях:

1. Имеет место различие в понимании того, что следует понимать под APC-системами. Например, наряду с понятием APC, используется понятие MPC-систем управления (Model Predictive Control) или систем предиктивного управления, IMC-систем (Internal Model Control), многопараметрических системы управления. Нет четкого понимания того, чем APC-системы отличаются от других классов

систем управления.

2. Очень мало работ, в которых исходя из целей повышения показателей эффективности автоматизированных технологических комплексов (АТК), в комплексе анализируются проблемы управления и обеспечения безопасности.

3. Нами не обнаружены работы, посвященные оцениванию влияния решения (или отсутствию решения) отдельных задач «продвинутого» управления на общие показатели эффективности АТК. В частности, с этой точки зрения не рассматривается связь эффективности систем обеспечения безопасности в различных аспектах и эффективности АРС-систем.

4. Недостаточно проработаны вопросы влияния затрат, связанных с сопровождением АРС-систем на показатели эффективности от внедрения АРС-систем. Заметим, что для многих фирм-поставщиков АРС-систем сопровождение АРС-систем является существенной статьей прибыли. Соответственно для Заказчиков это приводит к снижению реальной эффективности от внедрения АРС-систем.

Характерными признаками АРС-систем являются:

1. Отсутствие стандартного решения задач управления или обеспечения безопасности, т.е. при решении задачи «продвинутого» управления, при разработке проектных материалов, требуется этап проведения исследовательских и (или) инжиниринговых работ;

2. Использование моделей для повышения качества управления технологическими объектами и обеспечения их безопасности. Причем модели, которые используются в таких системах, в свою очередь подразделяются на модели объектов управления и модели управляющих частей. Спектр моделей управления весьма широк: от модифицированных типовых законов регулирования до адаптивных систем и систем поддержки принятия решений, использующих, как правило, методы и средства искусственного интеллекта.

В АРС-системах для целей повышения качества управления часто совместно используются как модели объектов различного назначения (динамические модели, прогнозные модели, модели для вычисления показателей качества и показателей

техникоэкономической эффективности), так и управляющих частей. Последние могут быть построены как на базе типовых алгоритмов (типовые законы регулирования, логические управляющие устройства конечно-автоматного типа), так и на основе методов искусственного интеллекта (нечеткие, нейросетевые, генетические гибридные модели и алгоритмы).

2.6 Выбор и интеграция новых задач

Существующая на предприятии интегрированная система CENTUM удовлетворяет требованиям ПБ-09-540-03 и ГОСТ 24.104-85 ЕСС АСУ. Замена существующей системы приведет к увеличению экономических затрат и к переоборудованию КИП и А. Поэтому в качестве модернизации предлагается выполнить замену датчиков на более новые.

Предлагается заменить буйковые уровнемеры Сапфир-22Р-Exd-ДД на волноводные радарные уровнемеры серии Rosemount 5300 ввыносные камеры Rosemount 9901, для контрольно-измерительных приборов уровня жидкости.

Волноводная технология имеет ряд преимуществ по сравнению с другими методами измерений уровня, поскольку радарные импульсы практически невосприимчивы к составу среды, атмосфере резервуара, температуре и давлению. Поскольку радарные импульсы направляются по зонду, а не свободно распространяются в пространстве резервуара, то волноводная технология может с успехом применяться в малых и узких резервуарах, а также в резервуарах с узкими патрубками.

Особенность данных приборов заключается в том, что при измерении уровня кипящих нефтепродуктов формируемый микроволновой сигнал лишь частично отражается от границы раздела воздух-жидкость, и, распространяясь дальше по волноводу, «доходит» до конца зонда, после чего отражается обратно.

Блок обработки сигналов уровнемера Rosemount 5300 получает два отраженных эхосигнала от границы сред и от конца зонда. При прохождении радиоволн по волноводу зонда скорость распространения волны в жидкой среде

нефтепродуктов замедляется на значение пропорциональное диэлектрической проницаемости вещества измеряемой среды.

С учетом этого физического явления уровнемер Rosemount 5300 способен измерять уровень кипящих нефтепродуктов как по эхосигналу от границы раздела воздух-жидкость, так и по замедлению скорости радиоволн в жидкой среде (работа в режиме «Проекция конца зонда»).

3 Разработка ПО для новых задач

3.1 Причины исследования

Описание недостатков существующих средств автоматизации и информационно-управляющей системы:

- применение оборудования различных зарубежных и отечественных производителей, что приводит к ухудшению совместимости частей АСУ ТП, затрудняет диагностику и эксплуатацию;

- использование не самого эффективного в настоящее время информационного сигнала: электрический токовый 4...20 мА (без HART);

- информационно-управляющая система основывается на устарелой элементной базе и программном обеспечении. Программное обеспечение имеет громоздкость оборудования, невысокую производительность, малоудобный интерфейс СOT;

- большая погрешность измерительных каналов;

- отсутствует связь РСУ с общезаводской сетью;

- совокупность главных параметров процесса контролируется лишь по месту, в то время как рационально вести наблюдение за ними со станции оператора;

- АСУТП не осуществляет значительный ряд нынешних требований к системам похожего рода, а существующие в ней опции (например, выведение на печать отчета) реализуются слишком медленно.

По причине перечисленных выше недостатков существующей АСУ ТП, появляется потребность в её замене на более усовершенствованные средства автоматизации и информационно-управляющие системы.

3.2 Теоретические сведения

Статическая характеристика элемента – это зависимость выходной величины от входной в равновесных условиях, в независимости от его назначения и

конструкции. Она представляется в виде графиков или таблиц. Определение статической характеристики возможно аналитическим (путем расчетов) и с помощью эксперимента. Определение статических характеристик простых объектов в большинстве случаев не вызывает трудностей. Для большинства сложных объектов неизвестны статические характеристики, и их трудно найти аналитическим путем. В таких случаях они определяются экспериментальным путем на действующих объектах.

Экспериментальный путь определения статических характеристик основывается в реализации ряда последовательно идущих равновесных состояний объекта при соответствующих входных и выходных значениях. И орган, который управляет притоком или расходом энергии или материи в объекте, ручным способом или дистанционно переводят из одного положения, который соответствует равновесному состоянию, в другое. Когда достигается новое равновесное состояние объекта, записываются значения входных и выходных величин по данным измерительных приборов. По полученным входным и выходным значениям составляется таблица и строится график статической характеристики и определяется коэффициент усиления объекта.

Динамическая характеристика элемента – это зависимость изменения во времени выходной величины от входной в переходном режиме при том или ином законе изменения входной величины. Аналитически динамические характеристики представляются обычно дифференциальными уравнениями, а графически в виде графиков, где по оси ординат отмечают значения выходной величины, а по оси абсцисс время. Вероятно, что при различных законах изменения входной величины, графики динамических характеристик будут отличаться. Для определения этих характеристик и для сравнения их друг с другом были приняты типовые закономерности изменения входных величин, которые близки к закономерностям, допустимым в реальных условиях работы систем. Обычно к такой закономерности относят скачкообразное изменение входной величины, в случае которой выходная величина меняется моментально на какое-либо конечное значение.

Динамические характеристики элементов систем допускается находить так же, как и статические – аналитически и экспериментально.

С помощью временных характеристик, которые снимаются с действующих объектов, можно оценить динамические свойства объектов регулирования. Эти характеристики можно снимать в случаях, если есть способ приложить возмущение и оставить действовать в течение некоторого времени, достаточного для окончания переходного процесса, то есть пока регулируемая величина не приобретет постоянное значение у устойчивых объектов или до момента пока не установится постоянная скорость изменения выходного значения у нейтральных объектов. Очень часто регулируемые объекты обладают несколькими каналами возмущения. В этом случае нужно снять характеристики при всех возможных возмущениях. Но в ряде случаев можно ограничиться снятием характеристик для основных каналов. Огромный практический интерес представляет изучение динамических свойств при возмущениях, которые вызываются изменением той величины, на которую воздействует или будет воздействовать регулирующий орган. При снятии временных характеристик немаловажным является нахождение значения возмущения. При выборе значения возмущения исходят из допускаемых отклонений в ходе технологического процесса.

3.3 Описание АСР из общей схемы технологического процесса

На схеме автоматизации процесса подготовки нефти представлена схема автоматизации РВС установки подготовки нефти с регулированием подачи теплоносителя (водяного пара) в подогреватель резервуара.

На рисунке 3.1 приведена схема каскадного регулирования расхода водяного пара с целью регулирования температуры нефти в резервуаре.

Поддержание температуры необходимо для предотвращения замерзания воды в резервуаре и для улучшения процессов разделения нефти и воды

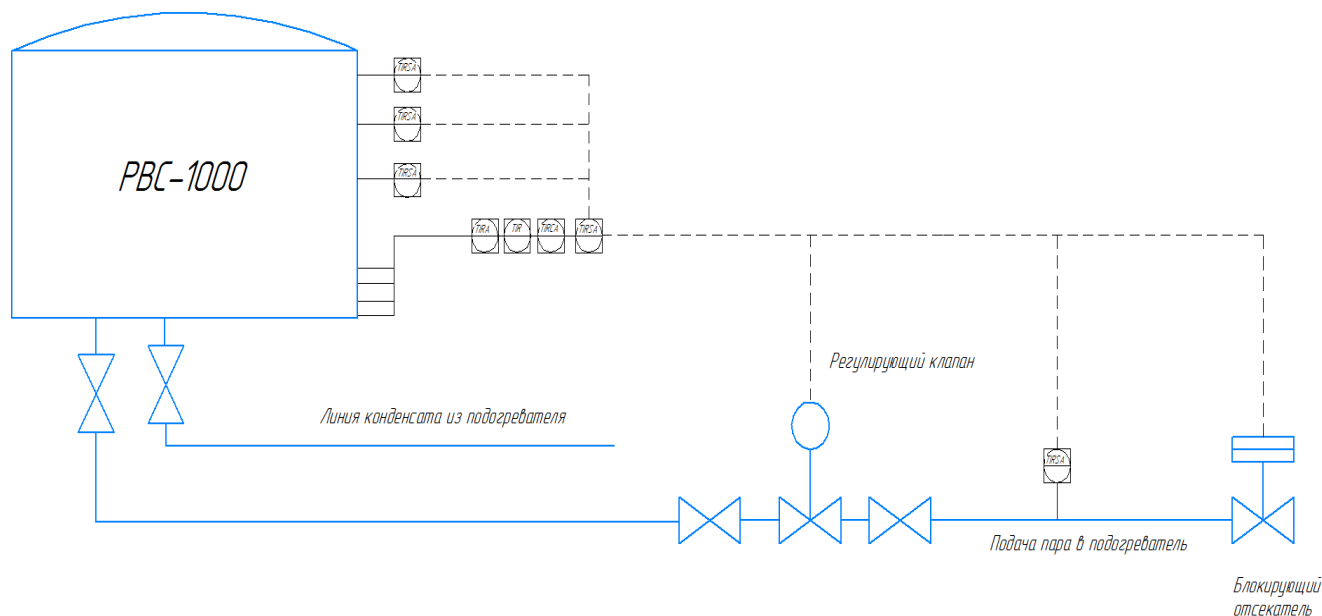


Рисунок 3.1 – Контур АСР регулирования температуры резервуара

3.4 Инженерные методы настройки регуляторов

Особенности микропроцессорных регуляторов.

В настоящее время широкое применение в промышленности получили микропроцессорные регулирующие устройства, реализованные на микропроцессорной технике: регуляторы «Протар», «Протерм», система Микро-z и другие.

Передающая функция ПД-регулятора с реальным дифференциатором отличается от передаточной функции промышленного регулятора тем, что в ней вместо идеального дифференцирующее звено.

Передающая функция ПД-регулятора в промышленных регуляторах:

$$W_S(S) = k_1 + k_2 \cdot S, \quad (3.1)$$

где $W_S(S)$ – передаточная функция регулятора;

k_1, k_2 – настройки регулятора.

В ПД-регуляторе с реальным дифференциатором:

$$W_S(S) = k_1 + \frac{k_2 \cdot S}{\gamma T_n \cdot S + 1}, \quad (3.2)$$

где T_n – время предварения;

$$\gamma = const = \frac{1}{8}.$$

Алгоритм расчета настроек:

Основные расчетные уравнения:

$$W_S(S) = k_1 + \frac{k_2 \cdot S}{\gamma T_n \cdot S + 1}, \quad (3.3)$$

$$\text{Учитывая, что } T_n = \frac{k_2}{k_1} \quad (3.4)$$

$$W_S(S) = k_1 \cdot \left(1 + \frac{T_n \cdot S}{\gamma T_n \cdot S + 1}\right) \quad (3.5)$$

Область $m \geq m_{\text{зад}}$ может быть построена методом Д-разбиения. Запишем характеристическое уравнение замкнутой системы:

$$W_S(S) \cdot W_y(S) + 1 = 0, \quad (3.6)$$

где $W_y(S)$ - передаточная функция объекта по управляющему воздействию.

Подставив (3.5) в (3.6) и преобразовывая его получим уравнение границы $m \geq m_{\text{зад}}$.

$$k_1 \cdot (T_n(\gamma + 1) \cdot Y(m, w) + V(m, w) + \gamma \cdot T_n(-mw + jw) + 1 = 0, \quad (3.7)$$

где $V(m, w) = V(S)/S$ - расширенная частотная характеристика объекта.

$$X(m, w) = X(S)/S = -mw + jw = \frac{V(m, w)}{-mw + jw} \quad (3.8)$$

$$Y(m, w) = Y(S)/S = -mw + jw = (-mw + jw) \cdot V(m, w)$$

Выделив в (3.7) вещественную и мнимую части, получим систему для расчета линии равного m :

$$k_1(T_n(\gamma + 1) \cdot y_1(m, w) + v_1(m, w)) - \gamma mw T_n + 1 = 0, \quad (3.9)$$

$$k_1(T_n(\gamma + 1) \cdot y_2(m, w) + v_2(m, w)) - \gamma w T_n = 0,$$

где: $v_1(m, w) = \text{Re}V(m, w)$;

$$v_2(m, w) = \text{Im}V(m, w).$$

$$x_1(m, w) = \text{Re}X(m, w) = \frac{-mv_1 + v_2}{w(m^2 + 1)}$$

$$x_2(m, w) = \text{Im}X(m, w) = \frac{-v_1 - mv_2}{w(m^2 + 1)} \quad (3.10)$$

$$y_1(m, w) = \text{Re}Y(m, w) = -w(mv_1 + v_2)$$

$$y_2(m, w) = \text{Im}Y(m, w) = w(v_1 - mv_2)$$

Решая систему (3.9) найдем время предварения:

$$T_n = \frac{(mv_2(1+2\gamma)-v_1) \pm \sqrt{v_1^2 - 2mv_1v_2(1+2\gamma) - v_2^2(-m^2+4\gamma(\gamma+1))}}{2\gamma(\gamma+1)w(1+m^2)v_2} \quad (3.11)$$

$$k_1 = \frac{-\gamma T_n w}{T_n(\gamma+1)v_2+v_2} = -\frac{\gamma w T_n}{T_n(\gamma+1)w(v_1-mv_2)+v_2} \quad (3.12)$$

$$k_2 = T_n \cdot k_1$$

Анализ решения:

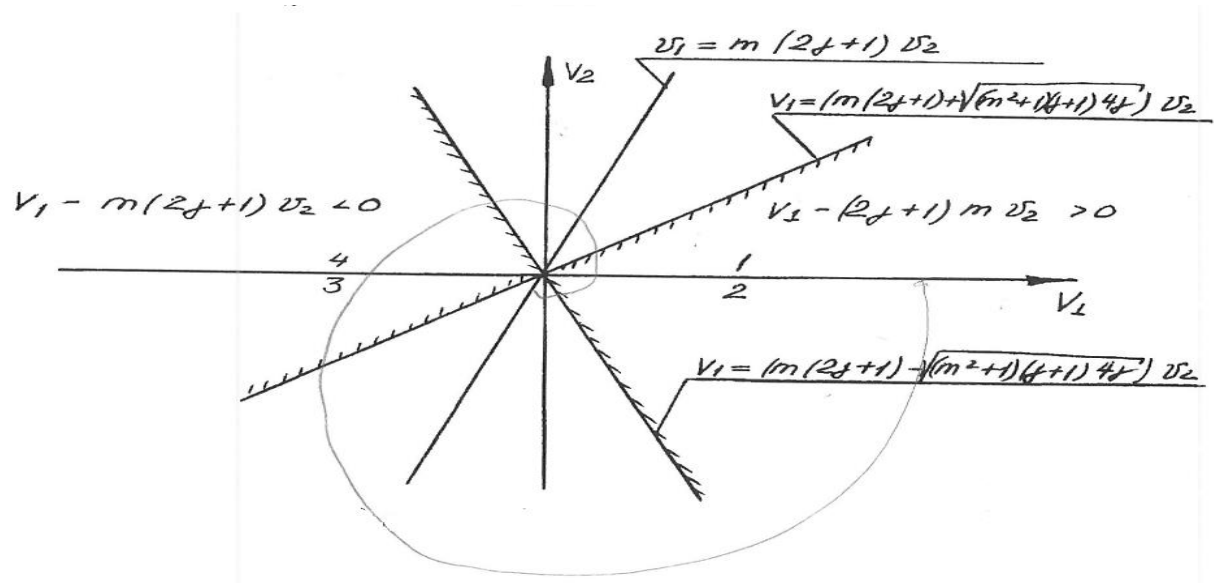


Рисунок 3.2 – Анализ решения

Разделим область существования действительных решений на четыре подобласти:

$$1: v_1 > 0, v_2 > 0;$$

$$2: v_1 > 0, v_2 < 0;$$

$$3: v_1 < 0, v_2 < 0;$$

$$4: v_1 < 0, v_2 > 0.$$

Для действительных значений T_n , знак k_1, k_2 определяется следующим образом:

$$1: T_n < 0, k_1 < 0, k_2 > 0;$$

$$2: T_n > 0, k_1 < 0, k_2 < 0;$$

3: $T_n < 0, k_1 > 0, k_2 < 0$;

4: $T_n > 0, k_1 > 0, k_2 > 0$.

Проанализируем характерные точки. Точки $x_2=0$, $y_2=0$ на АФХ объекта не принадлежат области существования действительных решений T_n .

Рассмотрим точку $V_2=0$. T_n из (3.11) примет вид: $T_n = \frac{-v_1 \pm (v_1)}{0}$

При $v_1 > 0$, $T_n = \frac{-v_1 + v_1}{0} = \frac{0}{0}$, по правилу Лопиталя преобразуем (3.11)

$$T_n = \frac{m(1+2\gamma) + \frac{1-2v_1(1+2\gamma)m}{2(v_1)}}{2\gamma(\gamma+1)w(1+m^2)} = 0 \quad (3.13)$$

Из (3.9)

$$k_1 = -\frac{1-\gamma mwT_n}{T_n(\gamma+1)y_1+v_1} = -\frac{1}{v_1} \quad (3.14)$$

Из (3.4) $k_2=0$

Из (3.9) при $V_2=0$

$$\begin{cases} k_1(T_n(\gamma+1)(-wmv_1) + v_1) - jwmT_n + 1 = 0 \\ k_1(T_n(\gamma+1)wv_1) + jwT_n = 0 \end{cases} \quad (3.15)$$

$$\begin{cases} k_1 = -\frac{1}{v_1} \\ k_1 = -\frac{\gamma}{(\gamma+1)v_1} \end{cases} \quad (3.16)$$

$k_1 = -\frac{\gamma}{(\gamma+1)v_1}$ - решения не существует

$$T_n^- = \frac{-v_1 - v_1}{0} = \frac{-2Vv_1}{0} \quad \text{при } v_2 \rightarrow 0$$

$$v_2 > 0, T_n^- \rightarrow -\infty$$

$$v_2 < 0, T_n^- \rightarrow +\infty$$

При $v_1 < 0$

$$T_n^+ = \frac{v_1 + v_2}{0} = \frac{2v_1}{0} \text{ при } v_2 \rightarrow 0$$

$$v_2 > 0, T_n^+ \rightarrow +\infty$$

$$v_2 < 0, T_n^+ \rightarrow -\infty$$

$$T_n^- = \frac{v_1 - v_1}{0} = \frac{0}{0}$$

$k_2=0$, $k_1 = -1/v_1$ по аналогии с $V_1 > 0$.

Примерный вид кривой Д-разбиения приведен на рисунке 3.3.

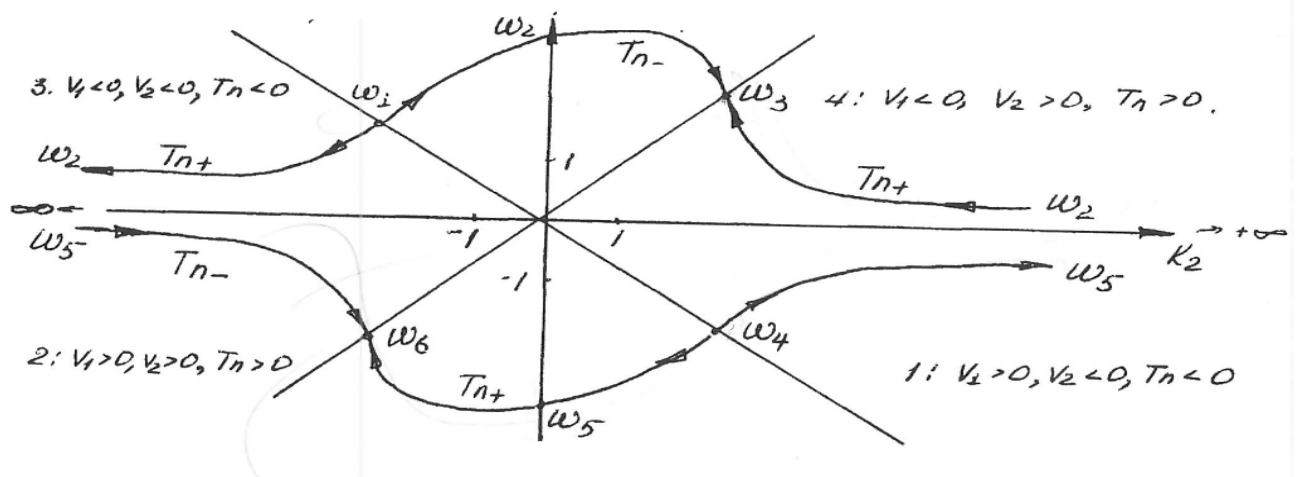


Рисунок 3.3 – Кривая Д-разбиения

АФХ объекта представлена на рисунке 3.4.

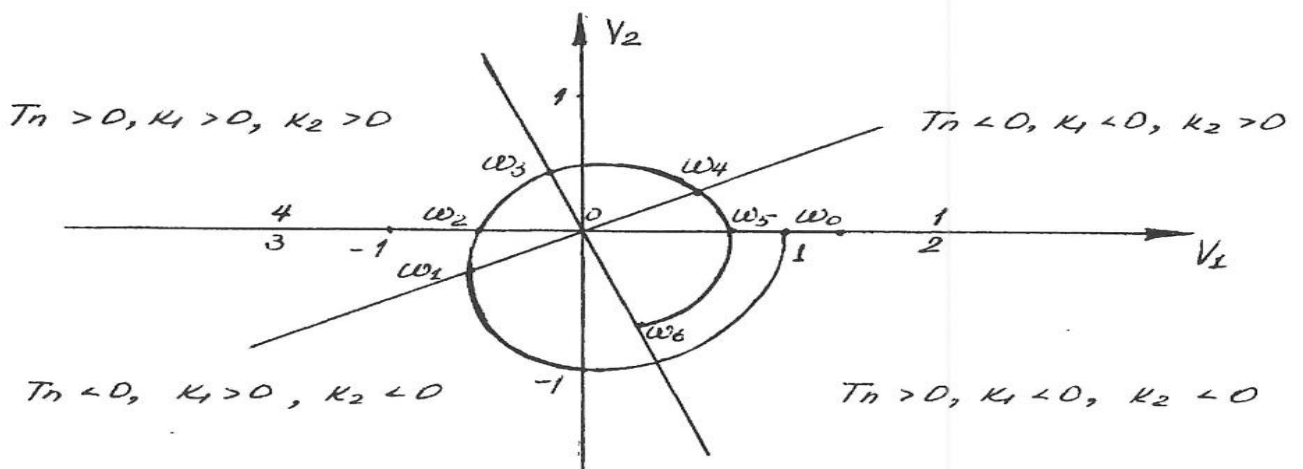


Рисунок 3.4 – АФХ объекта

Сравнительный анализ области $m \geq m_{\text{зад}}$ классических и микропроцессорных регуляторов.

Кривая Д-разбиения стандартного ПД-регулятора (1) и регулятора класса П-регулятор с реальным дифференциатором (2) изображены на рисунке 3.5.

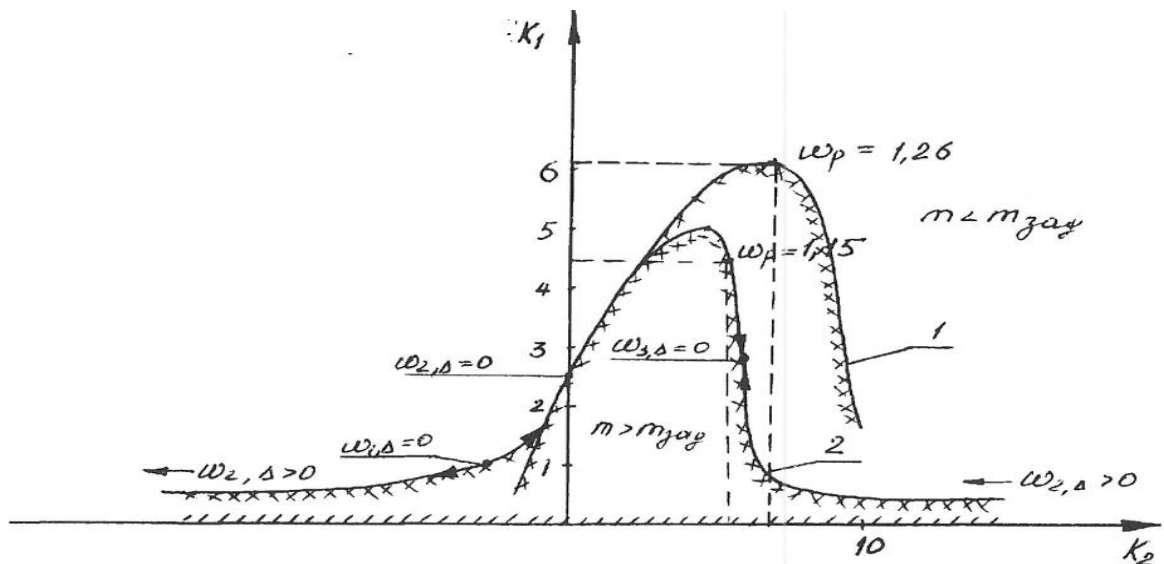


Рисунок 3.5 – Кривая Д-разбиения ПД-регулятора

Кривая Д-разбиения стандартного ПД-регулятора находится выше, чем ПД-регулятора с реальным дифференциатором.

Рабочий диапазон частот ПД-регулятора определяется условием $k_1 \geq 0$ и $k_0 \geq 0$. Рабочий диапазон частот ПД-регулятора с реальным дифференциатором значительно уже, чем рабочий диапазон частот стандартного ПД-регулятора.

Выбор рабочей точки по минимуму I_0 :

Дисперсия ошибки:

$$D_e = \sum_{i=1}^s \frac{1}{T_n} \int_0^\infty \frac{|WBi(jw)|^2}{|1+W_s(jw)W_y(jw)|^2} P_{xi}(w) dw \quad (3.17)$$

существенно зависит от АЧХ системы по ошибке

$$A_E = \frac{1}{|1+W_s(jw)W_y(jw)|} \quad (3.18)$$

Разлагая (3.18) в ряд в точке $w = 0$, получим

$$A_E(w) = C_r w^r + C_{r+2} w^{r+2} + \dots + C_{r+2k} w^{r+2k} + \dots, \quad (3.19)$$

где r - порядок астатизма.

Критерий компенсации низкочастотных возмущений (КНВ) выглядит следующим образом:

$$C_r = \min; C_r = 0; i = r+1 \quad (3.20)$$

Представим $W_y(S)$ в виде ряда по моментам импульсной характеристики

$$W_y(S) = \mu_0 + \mu_1 S + \dots + \mu_k S^k + \dots \quad (3.21)$$

где $\mu_k = W_y(0)^{(k)} / k!$ — легко вычисляются по $W_y(S)$.

На основе разложения (3.21) критерий КНВ записывается следующим образом:

$$k_0 \longrightarrow \max$$

$$(\mu_1^2 - 2\mu_0\mu_2)k_0^2 - 2\mu_0^2 k_0 k_2 + 2\mu_1 k_0 k_2 + 2\mu_1 \mu_0 + \mu_0^2 k_1^2 + 2\mu_0 k_1 + 1 = 0 \quad (3.22)$$

$$\text{и } k_1 \longrightarrow \max$$

$$(\mu_1^2 - 2\mu_0\mu_2)k_1^3 - 2\mu_2 k_1^2 + (1 + 2\gamma)\mu_0^2 k_1 k_2 - 2\mu_1 k_1 k_2 + 2\gamma\mu_0 k_2^2 = 0 \quad (3.23)$$

Условие $k_1 \longrightarrow \max$ определяет точку А на рисунке 3.6. Второе условие определяет некоторую кривую, которая пересекает линию в точке В. Интервал АВ образует область компромисса (неопределенности) первых двух условий критерия КНВ. Рабочая точка принадлежит отрезку АВ.

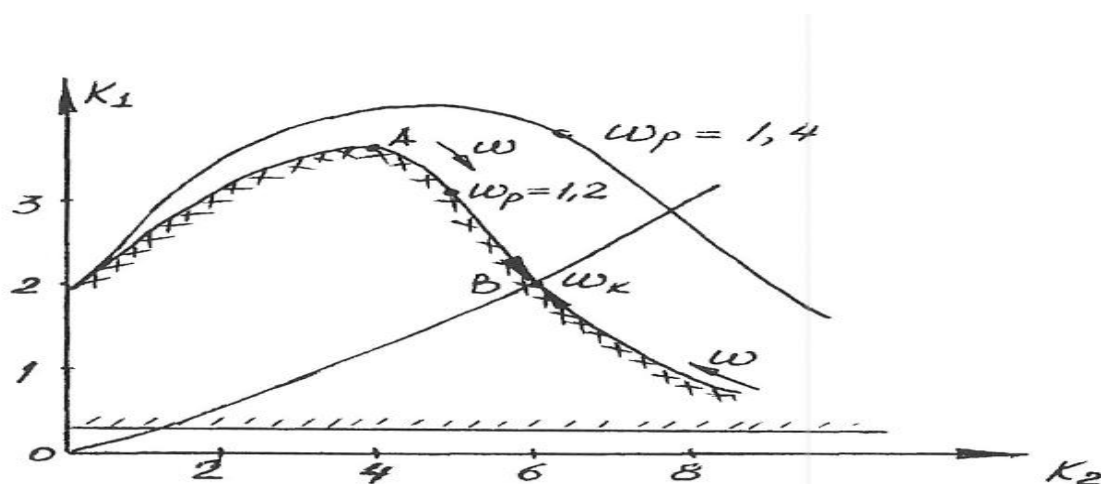


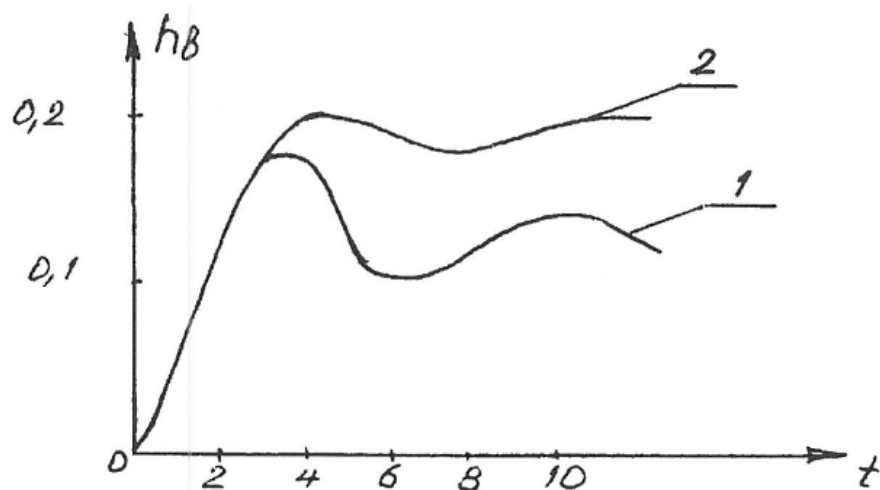
Рисунок 3.6 – Кривая Д-разбиения ПД-регулятора

3.5 Результаты исследования

На рисунке 3.6 показаны переходные кривые в замкнутой АСРс ПД-регулятором для настроек, рассчитанных по предлагаемой методике и традиционной.

Качество регулирования заметно ухудшается, если их настройки определять по традиционным методикам для классических регуляторов.

Переходные процессы в АСР с микропроцессорными ПД-регуляторами представлены на рисунке 3.7



1– типовая методика расчета; 2 – предлагаемая методика.

Рисунок 3.7 – Переходные процессы в АСР с микропроцессорными ПД-регуляторами

В ходе исследований проведен сравнительный анализ кривых Д-разбиения, переходных процессов объектов со стандартными ПД-регуляторами и ПД-регуляторами с реальным дифференциатором.

Результаты расчетов приведены для объекта:

$$W(s) = \frac{1}{s+1} \exp(-0.2s) \text{ – в приложении Д}$$

На рисунке 1 показан график АФХ и расширенной АФХ для объекта, на рисунке 2 приведены кривые Д-разбиения для АСР с классическим ПД-регулятором, и ПД-регулятором с реальным дифференциатором.

При подстановке в ПД-регулятор с реальным дифференциатором настроек рассчитанных для классического регулятора происходит ухудшение качества регулирования (ПД – ПД_Р).

Поэтому, для обеспечения требуемых показателей качества, необходимо расчет настроек ПД-регулятор с реальным дифференциатором осуществить по предлагаемой методике (ПД_Р – ПД_Р).

Обозначения, применяемые на рисунках и в приложении Д:

Настройки, рассчитанные для данного типа $\begin{pmatrix} \text{ПД} - \text{ПД} \\ \text{ПД} - \text{ПД}_R \\ \text{ПД}_R - \text{ПД}_R \end{pmatrix}$ тип регулятора на объекте.

Трубопровод подачи пара в подогреватель РВС для регулирования температуры в резервуаре.

Вывод. После проведения расчетов выяснено, что передаточная функция ПД-регулятора с реальным дифференциатором отличается от передаточной функции промышленного регулятора тем, что в ней вместо идеального дифференцирующее звено. Для того чтобы ввести в работу ПД-регулятор с реальным дифференциатором необходимо заново произвести расчет настроек регулирования так как качество регулирования заметно ухудшается, если их настройки определять по традиционным методикам для классических регуляторов.

Кривые Д-разбиения стандартного ПД-регулятора и регулятора класса ПД-регулятор с реальным дифференциатором показывают, что рабочий диапазон частот ПД-регулятора с реальным дифференциатором значительно уже, чем рабочий диапазон частот стандартного ПД-регулятора.

Поэтому, для обеспечения требуемых показателей качества был произведен расчет настроек ПД-регулятор с реальным дифференциатором по методике (ПД_Р – ПД_Р).

4 Социальная ответственность

Студенту:

Группа	ФИО
3-8Т42	Рыжиков Сергей Николаевич

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения: – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)	Рабочим местом является здание операторной и площадка обслуживания установки
2. Перечень законодательных и нормативных документов по теме	ГОСТ Р 12.4.296-20132; ГОСТ 5542-2014; ГОСТ 12.1.005-88; ГОСТ 2222-95; ГОСТ 12.2.007-03

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)	Вредные факторы: 1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе. 2. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися. 3. Превышение уровней шума. 4. Повышенная загазованность.
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)	Опасные факторы: 1. Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением). 2. Электрический ток. 3. Статическое электричество.
3. Охрана окружающей среды: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);	Негативного воздействия на окружающую природную среду. Литосферу: 1. Загрязнение почвы нефтепродуктами,

– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	химреагентами и др. Атмосферу: 1.Выбросы загрязняющих веществ при пусках установки, при продувке аппаратов, технологического оборудования. 2.Залповые выбросы загрязняющих веществ, при сбросах на свечи и факела. Гидросфера: 1.Разлив нефти при транспортировке.
4. Защита в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	Чрезвычайные ситуации. 1.Техногенного характера: -пожары (взрывы); -аварии с выбросом или с угрозой выброса химических опасных веществ; 2. Природного характера: -метеорологические и агрометеорологические опасные явления (сильный мороз, сильная метель, бури).
5.Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) статьи 297; 372; п.1 ст. 86. Организационные мероприятия: - обеспечения рабочего места инструментами и расходными материалами; -изоляция от превышающих норм избытка тепла, пыли, влаги и вредных токсических газов; -освещения, вентиляция, шумоизоляция и пожарная безопасность.
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Мезенцева И.Л			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т42	Рыжиков Сергей Николаевич		

Рассматривается технологическая схема установки подготовки нефти. Произведены математические расчеты настройки регулирующей арматуры.

Установка расположена на острове Сахалин

Целью раздела социальной ответственности является анализ вредных и опасных факторов труда работников, обслуживающих установку, и организация мер защиты от них. В разделе также рассматриваются требования техники безопасности при проведении работ, охрана труда и промышленной безопасности, охрана окружающей среды и экологической безопасности, применяемых на предприятии.

4.1 Производственная безопасность

В данном пункте анализируются вредные и опасные факторы, которые могут возникать. В таблице 1 представлены «Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы».

Таблица 4.1 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этап работы		Нормативный документ
	операторская (записи показаний приборов)	работа на площадке (снятия показаний КИП, мелкие слесарные работы)	
Вредные факторы			Утверждение типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды ПРИКАЗ от 9 декабря 2009 г. №970н. [1] Одежда специальная для защиты от насекомых и паукообразных ГОСТ Р 12.4.296-2013 ССБТ. [2] Шум на рабочих местах СН 2.2.4/2.1.8.562–96. [3] Газы горючие природные промышленного и коммунально-бытового назначения ГОСТ 5542-2014. [4] Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением ПБ 03-576-03. [5] Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. 1984ППБ-С. [6;7] Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. ГОСТ 12.2.007-03. [8] Защитное заземление, зануление. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. [9] Средства защиты от статического электричества. ГОСТ 12.4.124-83. [10] Об отходах производства и потребления Федеральный закон от 24.06.1998 N 89-ФЗ. [11] 9
Отклонение показателей климата на открытом воздухе		+	
Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися	+	+	
Превышение уровней шума		+	
Повышенная загазованность		+	
Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением)		+	
Электрический ток	+	+	
Статическое электричество	+	+	
Пожароопасность	+	+	

4.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Персонал, обслуживающий трехфазный сепаратор подвержен воздействию вредных факторов.

1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе. Работы по обслуживанию трехфазного сепаратора происходят на открытых площадках. Климат на территории выполнения работ резко-континентальный. Зимой температура воздуха понижается до минус 50° – минус 60°С, а летом поднимается до 35° – 40°С. Холодная температура может привести к обморожению и переохлаждению, а высокая температура может привести гипертермии и солнечному удару.

Работающий персонал на улице на открытой местности зимой и летом в каждом из климатических регионов должны быть обеспечены спецодеждой.[1]

2. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися. В летний период сотрудники, работающие в таёжной местности подвержены воздействию укусов насекомых. Насекомые наносят урон самочувствию человека, а еще считаются переносчиками всевозможных болезней. К этим насекомым относятся: клещи, комары, слепни. Средствами индивидуальной защиты от воздействия насекомых являются: противоэнцефалитные костюмы, сетки павловского, инсектицидные средства, репелленты для отпугивания насекомых. (ГОСТ Р 12.4.296-2013).[2]

3. Превышение уровней шума.

Технологические процессы в нефтегазовой промышленности вырабатывают сильный шум воздействующие на общее состояние и здоровье персонала. В результате исследований установлено, что шум осложняет условия труда.

Действие шума быстро утомляет, мешает средоточию и вредно влияет на слуховой аппарат человека. Максимально допустимые значения до 75 децибел. Регламентируются согласно СН 2.2.4/2.1.8.562-96. В таблице 4.2 приведены допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука. [3]

Таблица 4.2 – Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Работа с повышенными требованиями к процессам наблюдения и дистанционного управления производственными циклами.	103	91	83	77	73	70	68	66	64	75

Методы борьбы с шумом при обслуживании трехфазного сепаратора:

- для газопроводов и нефтепроводов выбраны оптимальные диаметры труб;
- средства индивидуальной защиты (СИЗ): наушники;

4. Повышенная загазованность.

Загазованность при обслуживании трехфазного сепаратора способствует достижения взрывоопасной концентрации газа в воздухе. Предел допустимой взрывоопасной концентрации газа в воздухе составляет 300 мг/м³ согласно ГОСТ 5542-2014.[4]

Требуется постоянный контроль газовой среды, не допускать утечек газа из установок. Для анализа газовой среды работник должен применять газоанализатор. В трехфазном сепараторе должны предусматриваться мероприятия по герметизации сепаратора и установки датчиков анализа газовой среды.

4.1.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

При ведении технологического процесса в трехфазном сепараторе присутствуют различные опасные факторы, такие как: давление, электрический ток, статический ток.

1. Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением).

Трехфазные сепараторы находятся под давлением, намного превышающим атмосферное. В связи с этим для обеспечения безопасности и осуществления технологического процесса устанавливаются манометры для контроля за давлением. Превышение допустимых значений давления может привести к взрыву. Представлены требования в ПБ 03-576-03 к ремонту и эксплуатации сосудов под давлением.

Для предотвращения образования давления превышающее рабочее устанавливаются предохранительные клапана с учетом пропускной способности. [5]

2. Электрический ток.

Работники обслуживающие трехфазный сепаратор подвержены воздействию электрического тока при эксплуатации средств автоматизации, при проведении огневых работ. Проводятся мероприятия по электробезопасности для предотвращения опасных ситуаций для здоровья и жизни работника. Они включают в себя:

- при эксплуатации средств автоматизации необходимо соблюдать «ПУЭ», «ПЭЭП» и «ППБ-С ПТБЭП»;
- на всех устройствах токоведущие части изолированы ($R_{из} \geq 0,5 \text{ МОм}$);
- изделия средств автоматического управления соответствуют по способу защиты классам 1 и 2 и классу 3 по ГОСТ 12.2.007-03; [8]
- имеют заземление согласно ГОСТ 12.1.030-96;
- находящиеся под напряжением части устройств установлены в корпусах, которые обеспечивают защиту персонала от поражения током;
- на устройствах установлены световые индикаторы включения питающей сети.

3. Статическое электричество.

При трении двух диэлектриков или диэлектриков об металл появляется статическое электричество, могут накапливаться заряды на поверхностях трущихся веществ. Может произойти разряд при определенной величине, который может воспламенить горючую смесь.

Все металлическая аппаратура и сепараторы для защиты от статического электричества должны быть заземлены. Заземление проверяется после ремонтных работ и один раз в год в обязательном порядке. [9]

По принципу действия средства коллективной защиты от статического электричества делятся на следующие виды: нейтрализаторы, заземляющие устройства, антиэлектростатические вещества, увлажняющие устройства, экранирующие устройства.

Средства индивидуальной защиты в зависимости от назначения делятся на: предохранительные приспособления антиэлектростатические приспособления, антиэлектростатическая обувь, антиэлектростатическую спец. одежда, антиэлектростатическая защита рук.

4.2 Экологическая безопасность

Для организации охраны окружающей среды при обслуживании и эксплуатации сепаратора задачей считается определение определенных источников неблагоприятного влияния на основные элементы окружающей природной среды - атмосферу, гидросферу, литосферу.

В таблице 4.3 представлены источники неблагоприятного воздействия и природоохранные мероприятия.

Таблица 4.3 – Неблагоприятные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при обслуживании и эксплуатации установки

Элемент окружающей природной среды	Негативное воздействие на окружающую среду	Природоохранное мероприятие
Литосфера	Загрязнение почвы нефтепродуктами, химреагентами и др.	Предусмотреть сбор отходов, места и условия их временного хранения. Вывоз для утилизации, уничтожения, захоронения остатков нефтепродуктов, химреагентов, мусора, загрязненной земли согласно ФЗ от 24.06.1998 (ред. от 29.12.2015). [11]
Атмосферу	Выбросы загрязняющих веществ при пусках установки, при продувке аппаратов, технологического оборудования. Залповые выбросы загрязняющих веществ при сбросах на свечи и факела.	Мероприятия согласно пособию к СНиП 11-01-95 от 01.01.1970. [12] Планировочные мероприятия: - размещение объектов и предприятия на площадке таким образом, чтобы исключалось попадание дымовых факелов на селитебную зону; - рациональное расположение заслона между жилым районом и предприятием в виде горной гряды, леса и т.д.;

		- устройство санитарно-защитной зоны; Технологические мероприятия: - кооперацию проектируемого объекта с другими предприятиями с целью уменьшения количества "грязных производств" на предприятии; - использование более прогрессивной технологии по сравнению с применяющейся на других предприятиях для получения той же продукции; - увеличение единичной мощности агрегатов при одинаковой суммарной производительности; - применение рециркуляции дымовых газов; - внедрение наиболее совершенной структуры газового баланса предприятия, обеспечивающей оптимизацию распределения топлива между технологическими агрегатами с целью уменьшения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сгорания;
Гидросфера	Разлив нефти при транспортировании.	Исключить размещения объектов и трубопроводов вблизи озер и рек. Обеспечить герметичность трубопроводов и емкостей при транспортировке нефтепродуктов.

4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

При эксплуатации трех фазного сепаратора могут возникнуть следующие виды чрезвычайных ситуаций:

1) Техногенного характера:

- пожары и взрывы;
- аварии с выбросом и угрозой выброса химически опасных веществ;

2) Природного характера:

- метеорологические и агрометеорологические явления (сильный мороз, сильная метель, бури);

Далее разберем наиболее вероятный вид ЧС пожар.

Основными причинами пожаров являются: не осторожное обращение с огнем, неисправность производственного оборудования, выделение горючих газов, искрение в электрических машинах, токи коротких замыканий, электростатические разряды, оставление без присмотра нагревательных приборов, разогрев деталей открытым огнем.

Пожарная безопасность является единым комплексом технических, организационных, эксплуатационных и режимных мероприятий по

предупреждению взрывов и пожаров. Требования к пожарной безопасности изложены в Федеральном законе от 22.07.2008 №123-ФЗ (ред. от 13.07.2015). [13]

На территории нефтегазовой промышленности необходимо соблюдать следующие требования по пожарной безопасности:

1) в производственных помещениях и территориях запрещается курить, должны быть вывешены знаки и плакаты с надписью: «курение запрещено». В отведенных местах для курения вывешивают знаки или плакаты «место для курения»;

2) в каждом производственном помещении должны быть первичные средства пожаротушения: огнетушители переносного и передвижного типа, пожарный инвентарь, пожарные краны.

3) пожарные краны комплектуются пожарными рукавами и стволами, закрытые и опломбированные в пожарных шкафах.

4) проведения анализа газовоздушной среды;

В случае возникновения пожара необходимо выполнить следующие действия:

- вызвать пожарную команду, сообщить о пожаре начальнику подразделения, диспетчеру ПДС, при необходимости вызвать скорую помощь;

- проверить включение в работу автоматических систем противопожарной защиты (оповещение людей о пожаре, пожаротушения) в случае отказа автоматики произвести ручной запуск;

- произвести аварийную остановку установки и согласованных с ней установок;

- при необходимости отключить электроэнергию, выключить вентиляторы, перекрыть трубопроводы, прекратить любые работы в пожарной зоне, кроме работ, связанных с ликвидацией пожара;

- удалить за пределы опасной зоны всех работников, не участвующих в тушении пожара;

- принять меры по ликвидации пожара первичными стационарными и передвижными средствами пожаротушения (например, ручными огнетушителями) до прибытия подразделений пожарной охраны;

- организовать встречу подразделений пожарной охраны и оказать помощь в выборе кратчайшего пути для подъезда к очагу пожара;

4.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Форма осуществления трудового процесса вахтовый метод. Работники, привлекаемый к работам вахтовым методом, в период нахождения на объекте производства работ проживают в специально создаваемых работодателем вахтовых поселках, представляющих собой комплекс зданий и сооружений, предназначенные для обеспечения жизнедеятельности работников во время выполнения ими работ и междусменного отдыха. Согласно от 30 июня 2006 г. № 90 ФЗ статьи 297. [14] Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 настоящего Кодекса для принятия локальных нормативных актов, и доводится до сведения работников не позднее чем за два месяца до введения его в действие.

В указанном графике предусматривается время, необходимое для доставки работников на вахту в нефтегазоконденсатное месторождение и обратно. Дни нахождения в пути к месту работы и обратно в рабочее время не включаются и могут приходиться на дни междувахтового отдыха.

Каждый день отдыха в связи с переработкой рабочего времени в пределах графика работы на вахте (день междувахтового отдыха) оплачивается в размере дневной тарифной ставки, дневной ставки (части оклада (должностного оклада) за день работы), если более высокая оплата не установлена коллективным договором, локальным нормативным актом или трудовым договором.

Часы переработки рабочего времени в пределах графика работы на вахте, не кратные целому рабочему дню, могут накапливаться в течение календарного года и суммироваться до целых рабочих дней с последующим предоставлением дополнительных дней междувахтового отдыха.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов: устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях. Предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих: в районах Крайнего Севера, - 24 календарных дня, в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, - 16 календарных дней.

Основные эргономические требования:

1. Сепараторы и ёмкости должны быть оборудованы площадками и маршевыми лестницами для обслуживания. Устанавливаются переходы через трубопроводы. Все они должны иметь перила высотой не менее 1250 мм.

2. Обеспечения рабочего места инструментами и расходными материалами, необходимые при работах по обслуживанию сепаратора.

3. Рабочее место оператора в операторной должно быть изолировано от превышающих норм избытка тепла, пыли, влаги и вредных токсических газов. Для этого операторные располагают на расстоянии от сепараторов, емкостей и трубопроводов. Устанавливаются кондиционеры для уменьшения воздействия тепла в летний период работы.

4. Должно быть организовано хорошее освещение, вентиляция, шумоизоляция и пожарная безопасность. Для обслуживания трубопроводов, запорной арматуры и сепараторов в темное время суток устанавливается уличное освещения. Здание операторной оснащается вентиляцией, шумоизоляционными окнами, пожарным инвентарем и огнетушителями.

5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

5.1. Потенциальные потребители результатов исследования

В ходе выполнения квалификационной работы был проведён расчет регулирования и настройки регулирующего клапана. Было выявлено, что основным рынком для данной разработки являются крупные нефтяные и газовые компании.

Таблица 5.1 Исследование

		Вид исследования		
		Расчет настройки работы клапана	подбор и анализ работы	Конструирование сепаратора
Размер компаний	Крупные			
	Средние			
	Мелкие			

 - «Роснефть»  - «Сахалинская нефтяная кампания»

 - «Хабаровская топливная компания»

В различных исследованиях ПД регулирования работы регулирующей арматуры нуждаются в основном крупные компании, так как у них очень большие объемы добываемых ископаемых. Крупным компаниям важен расчет и подбор сепаратора, так как каждый состав нефти требует к себе различные характеристики.

5.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения. Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты (таблица 5.2).

Таблица 5.2 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Бф	Бк1	Бк2	Кф	Кк1	Кк2
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Срок службы	0,11	4	4	3	0,44	0,44	0,33
2. Ремонтопригодность	0,13	4	2	2	0,52	0,26	0,26
3. Надежность	0,12	5	2	4	0,60	0,24	0,48
4. Простота ремонта	0,1	4	1	3	0,40	0,1	0,3
5. Удобство в эксплуатации	0,08	5	4	2	0,40	0,32	0,16
6. Простота эксплуатации	0,06	5	2	3	0,30	0,12	0,18
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,08	4	4	3	0,32	0,32	0,24
2. Цена	0,15	5	4	3	0,75	0,6	0,45
3. Предполагаемый срок эксплуатации	0,08	4	4	4	0,32	0,32	0,32
4. Послепродажное обслуживание	0,05	5	3	3	0,25	0,15	0,15
5. Наличие сертификации разработки	0,04	4	2	3	0,08	0,04	0,06
Итого	1	49	32	33	4,38	2,91	2,93

Бф – Применение данного метода исследования ПД-регуляторами с реальным дифференциатором;

Бк1 – Применение двух регуляторов со стандартными ПД-регуляторами;

Бк2 – применение других видов оборудования.

По таблице 5.2 видно, что наиболее эффективно использовать трехфазный сепаратор, так же он является наиболее надежным по сравнению с другими способами очистки.

1. Конкурент 1 – применение двух регуляторов со стандартными ПД-регуляторами.

$$k1 = \frac{Бф}{Бк1} = \frac{49}{32} = 1,53; \quad (5.1)$$

2. Конкурент 2 – применение других видов оборудования.

$$k2 = \frac{Бк2}{Бк1} = \frac{33}{32} = 1,03; \quad (5.2)$$

В каждом случае предприятие признано конкурентоспособным, т.к. $K > 1$.

5.3 SWOT – анализ

SWOT-анализ представляет собой комплексный анализ инженерного проекта. Его применяют для того, чтобы перед организацией или менеджером проекта появилась отчетливая картина, состоящая из лучшей возможной информации и данных, а также сложилось понимание внешних сил, тенденций и подводных камней, в условиях которых научно-исследовательский проект будет реализовываться.

В первом этапе обычно описываются сильные и слабые стороны проекта, а также возможности и угрозы для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

После того как сформулированы четыре области SWOT переходим к реализации второго этапа. Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений. Интерактивная матрица проекта представлена в таблицах 5.3, таблица 5.4, таблица 5.5, таблица 5.6.

Таблица 5.3 – Интерактивная матрица возможностей и сильных сторон проекта

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4
	B1	+	-	0	+
	B2	-	-	0	-
	B3	-	0	0	-

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие возможности и сильные стороны проекта: B1C1, B1C4.

Таблица 5.4 – Интерактивная матрица возможностей и слабых сторон проекта

Слабые стороны проекта					
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	B1	+	0	0	-
	B2	0	-	0	-
	B3	0	-	0	-

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие возможности и слабые стороны проекта: B1Сл1.

Таблица 5.5 – Интерактивная матрица угроз и сильных сторон проекта

Сильные стороны проекта					
Угрозы проекта		С1	С2	С3	С4
	У1	0	0	-	+
	У2	-	-	-	-
	У3	0	-	-	0

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие угрозы и сильные стороны проекта: У1С4.

Таблица 5.6 – Интерактивная матрица угроз и слабых сторон проекта

Слабые стороны проекта					
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	У1	+	-	0	0
	У2	0	-	-	-
	У3	-	-	0	-

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие угрозы и сильные стороны проекта: У1Сл1.

В рамках третьего этапа составляем итоговую матрицу SWOT-анализа (таблица 5.7).

Таблица 5.7 – Матрица SWOT

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1: Надежность; С2Простота эксплуатации; С3: Меньшие габариты; С4 Использование инновационной структуры ТПУ.	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1: Большой период сепарации; Сл2: Большой срок поставок материалов; Сл3: Внутренние производственные проблемы; Сл4: Отставание в области исследования и разработок.
--	--	--

Возможности: В1: Сотрудничество с изготовителями сепараторов; В2: Повышение стоимости конкурентных разработок; В3: Использование других материалов для сепаратора.	Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Сильные стороны и возможности»: В1С1 – сотрудничать с изготовителями сепараторов, повышая их надежность. В1С4 – заключить договор о сотрудничестве с ТПУ; на основе постановления правительства № 218 «О мерах государственной поддержки развития кооперации российских образовательных организаций высшего образования, государственных научных учреждений и организаций» от 9.04.2010 г.	Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Слабые стороны и возможности»: В1Сл1 – использовать другие материалы, которые повышают надежность разработки.
Угрозы: У1: Отсутствие спроса на новые продукты; У2: Снижение бюджета на разработку; У3: Высокая конкуренция в данной отрасли.	Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Сильные стороны и угрозы»: У1С4 – заключение договоров с контрагентами ТПУ.	Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Слабые стороны и угрозы»: У1Сл1 – увеличить срок службы за счет использования новых материалов, увеличивает спрос на новый продукт.

5.4 Определение возможных альтернатив проведения научных исследований

Морфологический подход основан на систематическом исследовании всех теоретически возможных вариантов, вытекающих из закономерностей строения (морфологии) объекта исследования.

Реализация метода предусматривает следующие этапы.

1. Точная формулировка проблемы исследования: предложить новую эффективную конструкцию
2. Раскрытие всех важных морфологических характеристик объекта исследования.

3. Раскрытие возможных вариантов по каждой характеристике. В рамках этого этапа составляется морфологическая матрица. Результаты морфологической матрицы для трехфазного сепаратора приведен в таблица 5.8.

Таблица 5.8 - Морфологическая матрица для фильтра

	1	2	3
А. Привод	Автоматический	Полуавтоматический	Ручной
Б. Типы очистки	Механическая	Химическая	Биологическая
В. Тип установки	Стационарная	Передвижная	
Г. Количество ступеней очистки	Две фазы	Три фазы	Многоступенчатый
Д. Типы наполнителя фильтра	Синтетический уголь	сорбент	
Е. Способы добычи воды	Скважины	Водоёмы	Снег

Выбор наиболее желательных функционально конкретных решений. На этом этапе описываются возможные варианты решения поставленной проблемы с позиции ее функционального содержания и ресурсосбережения. Можно предложить следующие варианты: А1Б2В1Г3Д2Е1; А2Б1В1Г2Д2Е2; А3Б1В1Г1Д2Е3.

5.5 Планирование научно-исследовательских работ

Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке: - определение структуры работ в рамках научного исследования; - определение участников каждой работы; - установление продолжительности работ; - построение графика проведения научных исследований. Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой могут входить научные сотрудники и преподаватели, инженеры, техники и лаборанты, численность групп может варьироваться. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей. В данном разделе

необходимо составить перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, провести распределение исполнителей по видам работ. Примерный порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 5.9.

Таблица 5.9 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка тех. задания	1	Составление и утверждение тех. задания	Руководитель
	2	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Исполнитель проекта
Выбор направления исследований	3	Подбор и изучение материалов по теме	Исполнитель проекта
	4	Согласование материалов по теме	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Проведение теоретических расчетов и обоснование	Исполнитель проекта
	6	Разработка опытного образца	Исполнитель проекта
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка результатов исследования	Руководитель, Исполнитель проекта
Оформление отчета по НИР	8	Составление пояснительной записки	Руководитель, Исполнитель проекта

Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаях образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожі}$ используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5}; \quad (5.3)$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

$t_{\min i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{\max i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65 %.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i}, \quad (5.4)$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ожi}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта.

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства построения графика длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}; \quad (5.5)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}; \quad (5.6)$$

где $T_{\text{кал}} = 365$ – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}} = 52$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}} = 14$ – количество праздничных дней в году.

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 52 - 14} = 1,22$$

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе T_{ki} округляем до целого числа.

Все рассчитанные значения сведены в таблице 5.10.

Таблица 5.10 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоемкость работ			Испол-нители	Длитель-ность работ в рабочих днях, T_{pi}	Длитель-ность работ в календар-ных днях, T_{ki}
	$t_{\min}$, Чел-дни	$t_{\max}$, Чел-дни	$t_{\text{ож}}$, Чел-дни			
Составление и утверждение тех. задания	2	4	2,8	Руково-дитель	3	4
Календарное планирование работ по теме	2	5	3,2	Руково-дитель Исполни-тель проекта	2	3
Согласование материалов по теме	5	9	6,6	Руково-дитель	7	9
Подбор и изучение материалов по теме	11	15	12,6	Исполни-тель Проекта	13	15
Проведение теоретических расчетов и обоснование	6	18	10,8	Исполни-тель проекта	11	14
Составление схемы гидрообеспечения месторождения	3	10	5,8	Исполни-тель проекта	6	8
Оценка результатов исследования	3	7	4,6	Руково-дитель, Исполни-тель проекта	3	4
Составление пояснительной записки	9	18	12,6	Руково-дитель, Исполни-тель проекта	7	9

На основе таблицы 18 строим план график, представленный в таблице 5.11.

Таблица 5.11- Календарный план график проведения НИР по теме

№ р	Вид работ	Испол- нители	Т _{кi} , кал. дни	Продолжительность выполнения работ											
				Фев.		Март			Апрель			Май			
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
1	Составление и утверждение тех. задания	Р	4												
2	Календарное планирование работ по теме	Р, Д	2												
3	Подбор и изучение материалов по теме	Д	15												
4	Согласование материалов по теме	Р	9												
5	Проведение теоретических расчетов и обоснование	Д	13												
6	Составление схемы гидрообеспечения месторождения	Д	7												
7	Оценка результатов исследования	Р, Д	2												
8	Составление пояснительной записки	Р, Д	7												

■ - руководитель (Р) □ - дипломник (Д)

Бюджет научно-технического исследования

Затраты на специальное оборудование и материальные затраты отсутствуют, поскольку настоящее исследование не требует закупки оборудования, сырья, материалов, запасных частей. В моем научно-техническом исследовании изготовление опытного образца не производится, поэтому затраты на его производство отсутствуют.

Для проведения научного исследования нам необходим компьютер, с установленным на него специальных программ и с нужным нам программным обеспечением.

Материальные затраты

Затраты на покупку компьютера:

$$З = d_k + d_{по} = 35000 + 2000 = 37000 \text{ руб}; \quad (5.7)$$

где d_k – стоимость компьютера;

$d_{по}$ – стоимость программного обеспечения.

Установка специальных программ для исследования и моделирования объекта производится бесплатно.

Основная заработная плата исполнителей темы

В данную статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников, а также рабочих опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется на основе трудоемкости выполняемых работ и действующей системы тарифных ставок и окладов. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 – 30 % от тарифа или оклада.

Таблица 5.12 - Расчет основной заработной платы

№	Наименование этапов	Исполнители по категориям	Трудоемкость, чел.-дн.	Заработная плата, приходящаяся на один чел.-дн., тыс. руб.	Всего заработная плата по тарифу (окладам), тыс. руб.
1	Составление и утверждение тех. задания	Руководитель	2,8	2027	5675,6
2	Выбор направления исследований	Руководитель	6,6	2027	13178,2
3	Подбор и изучение материалов по теме	Исполнитель проекта	12,6	2115,8	26659
4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Исполнитель проекта	3,2	2115,8	6770,5
5	Проведение теоретических расчетов и обоснование	Исполнитель проекта	10,8	88,8	959
6	Разработка опытного образца	Исполнитель проекта	5,8	88,8	515
7	Оценка результатов исследования	Руководитель, Исполнитель проекта	4,6	2115,8	9734,7
8	Составление пояснительной записки	Руководитель, Исполнитель проекта	12,6	2115,8	26659
Итого:					90150,8

Настоящая статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением научно-технического исследования, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$З_{зп}=З_{осн}+З_{доп}; \quad (5.8)$$

где $З_{осн}$ – основная заработная плата;

$З_{доп}$ – дополнительная заработная плата (12-20 % от $З_{осн}$).

Основная заработная плата ($З_{осн}$) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$З_{осн}=T_p \cdot З_{дн}; \quad (5.9)$$

где $З_{осн}$ – основная заработная плата одного работника;

T_p – продолжительность работ, выполняемых НТР, раб. дн.;

$З_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{дн} = \frac{З_M \cdot M}{F_d} = \frac{38800 \cdot 10,4}{199} = 2027 \text{ руб. – руководитель}; \quad (5.10)$$

$$З_{дн} = \frac{З_M \cdot M}{F_d} = \frac{17000 \cdot 10,4}{199} = 88,8 \text{ руб. – исполнитель},$$

где $З_M$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска: при отпуске в 24 раб. дня $M=11,2$ месяца, 5-дневная неделя; при отпуске в 48 раб. дней $M=10,4$ месяца, 6-дн. неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно- технического персонала, раб. дн.

Таблица 5.13 - Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Исполнитель проекта
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней:		
- выходные		
- праздничные	66	66
Потери рабочего времени:		
- отпуск	58	48
- невыходы по болезни	14	14
Действительный годовой фонд рабочего	227	237

времени		
---------	--	--

Месячный должностной оклад работника:

$$З_m = З_{tc} \cdot (1 + k_{пр}) \cdot k_p = 38800 \cdot (1 + 0,3) \cdot 1,3 = 65572 \text{ руб}; \quad (5.11)$$

где $З_{tc}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от $З_{tc}$);

k_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Тарифная заработная плата $З_{tc}$ находится из произведения тарифной ставки работника 1-го разряда $T_{ci} = 600$ руб. на тарифный коэффициент k_t и учитывается по единой для бюджетной организации тарифной сетке. Для предприятий, не относящихся к бюджетной сфере, тарифная заработная плата (оклад) рассчитывается по тарифной сетке, принятой на данном предприятии.

Таблица 5.14 - Расчет основной заработной платы

Исполнители	$З_{tc}$, тыс. руб.	$k_{пр}$	k_p	$З_m$, тыс. руб.	$З_{дн}$, тыс. руб.	T_r , раб. дн.	$З_{осн}$, тыс. руб.
Руководитель	38800	0,3	1,3	65572	2027	21	42567
Исполнитель проекта	17000	0	1,3	22100	88,8	48	4262,4
Итого:							46829,4

Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.).

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$З_{доп} = k_{доп} \cdot З_{осн} = 0,13 \cdot 42576 = 5534,88 \text{ руб}; \quad (5.12)$$

$$З_{доп} = k_{доп} \cdot З_{осн} = 0,13 \cdot 4262,4 = 554 \text{ руб},$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15).

Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}) = 0,271 \cdot (42576 + 5534,88) = 13038 \text{ руб;} \\ (5.13)$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

На 2014 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30%. На основании пункта 1 ст.58 закона №212-ФЗ для учреждений, осуществляющих образовательную и научную деятельность, в 2014 году водится пониженная ставка – 27,1%

Таблица 5.15 - Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, тыс. руб	Дополнительная заработная плата, тыс. руб
	Исп. 1	
Руководитель	42576	5534
Исполнитель проекта	4262,4	554
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,271	
Итого		
Исполнение 1	13037	
Исполнение 2	13660	
Исполнение 3	15760	

Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$\begin{aligned} Z_{\text{накл}} &= (\text{сумма статей } 1 \div 7) \cdot k_{\text{нр}} = (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}} + Z_{\text{внеб}}) \cdot 0,16 = \\ &= (42576 + 5534 + 13038) \cdot 0,16 = 9783,6 \text{ руб;} \end{aligned} \quad (5.14)$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы (темы) является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Таблица 5.16 - Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.	Примечание
1. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	42576	
2. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	5534	
3. Отчисления во внебюджетные фонды	13038	
4. Затраты на покупку компьютера	37000	
5. Накладные расходы	9783,6	16% от суммы 1-2
6. Бюджет затрат НТИ	107931,6	Сумма ст. 1-5

5.6 Определение ресурсоэффективности проекта

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с

определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности. Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования.

Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп } i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{107931,6}{112800} = 0,95; \quad (5.15)$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп } i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} - максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля).

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (5.16)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i – весовой коэффициент разработки;

b_i – балльная оценка разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Таблица 5.17- Сравнительная оценка характеристик проекта

Критерии	Весовой коэф.	Применение фильтра сорбционного	Применение электрохимической системы очистки	Применение другой системы отчистки
1. Безопасность	0,16	5	4	3
2. Удобство в эксплуатации	0,15	5	4	4
3. Срок службы	0,2	3	3	5
4. Ремонтопригодность	0,14	5	3	3

5. Надёжность	0,25	4	4	3
6. Материалоёмкость	0,1	4	4	4
Итого:	1	4,25	3,66	3,65

Рассчитываем показатель ресурсоэффективности:

$$I_p = 0,16 \cdot 5 + 0,15 \cdot 5 + 0,2 \cdot 3 + 0,14 \cdot 5 + 0,25 \cdot 4 + 0,1 \cdot 4 = 4,25.$$

$$I_p = 0,16 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 + 0,2 \cdot 3 + 0,14 \cdot 3 + 0,25 \cdot 4 + 0,1 \cdot 3 = 3,66.$$

$$I_p = 0,16 \cdot 3 + 0,15 \cdot 4 + 0,2 \cdot 5 + 0,14 \cdot 3 + 0,25 \cdot 3 + 0,1 \cdot 4 = 3,65.$$

Показатель ресурсоэффективности проекта имеет высокое значение, что говорит об эффективности использования технического проекта.

По расчетам видно следующее, что самый наибольший коэффициент интегральности является у фильтра сорбционного.

Таким образом, фильтр сорбционный остается эффективным и сохраняет конкурентоспособность.

В ходе выполнения данной части выпускной работы была доказана конкурентоспособность данного технического решения, был произведен SWOT-анализ. Также был посчитан бюджет НТИ равный 107931,6 руб. основная часть которого приходится на зарплаты сотрудников.

Данный раздел выполнялся на основе рекомендаций [9].

Заключение

В данной ВКР была изучена технология подготовки нефти. Произведен анализ существующей системы автоматизации установки подготовки нефти, в результате которого был выявлен моральный и физический износ технических средств нижнего уровня.

Для совершенствования системы было предложено произвести замену уровнемеров Метран 43-ДГ Модель 3545, волноводными уровнемерами серии Rosemount 5300 в выносных камерах Rosemount 9901.

Выполнена разработка алгоритма регулирования температуры, а именно ПД-регулирования с реальным дифференциатором. В ходе исследований проведен сравнительный анализ кривых Д-разбиения, переходных процессов объектов со стандартными ПД-регуляторами и ПД-регуляторами с реальным дифференциатором.

В разделе безопасность рассмотрены ключевые аспекты безопасной эксплуатации установки.

В экономическом разделе рассмотрен финансовый менеджмент применяемых технологий.

Conclusion

In this WRC, the technology of oil preparation was studied. An analysis was made of the existing system of automation of the oil treatment installation, as a result of which the moral and physical deterioration of low-level technical equipment was revealed.

To improve the system, it was proposed to replace the Metran 43-DG Model 3545 level gauges with Rosemount 5300 waveguide level gauges in the Rosemount 9901 remote chambers.

A temperature control algorithm has been developed, namely, PD control with a real differentiator. In the course of the research, a comparative analysis of D-partitioning curves, transients of objects with standard PD-regulators and PD regulators with a real differentiator was carried out.

The safety section discusses key aspects of safe operation of the installation.

In the economic section, the financial management of applied technologies is considered.

Список использованных источников

- 1 Регламент установки УПН месторождения Эхаби.
- 2 Ахметов С.А., Ишмияров М. Х., Верёвкин А.П., Докучаев Е.С., Малышев Ю.М. Технология, экономика и автоматизация процессов переработки нефти и газа /С.А. Ахметов, М.Х. Ишмияров, А.П. Верёвкин, Е.С. Докучаев, Ю.М. Малышев.-М.: Химия, 2005.- 736 с.
- 3 Преобразователи температуры серии Метран-274 // ЗАО ПГ «Метран». - Руководство по эксплуатации. - 2015. 127-135 с.
- 4 Датчики давления серии Метран-150 // ЗАО ПГ «Метран». - Руководство по эксплуатации. - 2016. 153-154 с.
- 5 Волноводные радарные уровнемеры серии Eclipse 706 // «Magnetrol». - Руководство по эксплуатации. - 2010. - 26 с.
- 6 Расходомеры серии Метран-100-ДД // ЗАО ПГ «Метран». - Руководство по эксплуатации. - 2007. 153-154 с.
- 7 Регуляторы МК-500-10 [Электронный ресурс]. - URL: <http://volmag.ru/menubk>(дата обращения: 20.05.2017).
- 8 Руководство по приборам электропневматический позиционер [Электронный

ресурс]. - URL: https://w5.siemens.com/web/ua/ru/iadt/ia/sensors/instrumentation/positions/Documents/Sipart_PS_II_ru.pdf (дата обращения: 20.05.2017).

9 Мухамедханов У. Т., Муминов Р. Р. Автоматизация регулирования основных параметров процесса ректификационной колонны // Молодой ученый. 2015. 127-135 с.

10 Либерман, В.В. Измерение уровня с помощью радарных уровнемеров // Автоматизация в промышленности. - 2009. - №6. - С. 34-38.

11 Технология, экономика и автоматизация процессов переработки нефти и газа. Учеб.пособие /С.А. Ахметов, М.Х. Ишмияров, А.П. Вережкин, Е.С. Докучаев, Ю.М. Малышев; Под ред. С.А. Ахметова. — Москва: Химия, 2005.

12 Ахметов С.А. Технология глубокой переработки нефти и газа. Уфа: «ГИЛЕМ», 2002. – 671с.

13 Эрих В.Н., Расина М.Г., Рудин М.Т. Химия и технология нефти и газа. Л.: Химия, 1985.

14 А.П. Вережкин, О.В. Кирюшин. Автоматизация технологических процессов и производств в нефтепереработке и нефтехимии. – Уфа.: УГНТУ, 2005г.

15 ГОСТ 21.404-85. Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах.

16 Бесекерский В.А. Теория систем автоматического управления: учебник для ВУЗов / В.А. Бесекерский, Е.П. Попов. - СПб: Изд-во «Профессия», 2003 г. - 747с.

17 Благодарный Н.С. Методические указания для выполнения дипломных проектов по специальности 220301 – Автоматизация технологических процессов и производств/ Н.С. Благодарный, Н.В. Кузьменко. - Ангарск: АГТА, 2009 г. - 35с.

18 Automationworld [Электронный ресурс]. URL: <https://www.automationworld.com/process-automation/oil-gas> (дата обращения: 23.04.2019).

19 Our task: support the oil and gas industry in automating their processes [Электронный ресурс]. – URL: <http://w3.siemens.com/markets/global/en/oil-gas/pages/automation-technology.aspx> (дата обращения: 23.04.2019).

20 The problems of automation technological process of drilling oil and gas wells

[Электронный ресурс]. – URL:<https://readera.ru/articles/the-problems-of-automation-technological-process-of-drilling-oil-and-gas-wells-14037036> (дата обращения: 23.04.2019)

Приложение А Характеристики сырья и продуктов установки

Характеристики сырья и продуктов установки представлена в таблице А.1

Таблица А.1 Характеристики сырья и продуктов установки

№	Наименование сырья, материалов, реагентов, изготавливаемой продукции	Номер государственного стандарта, технических условий, стандарта предприятия	Показатели качества, обязательные для проверки	Норма по ГОСТ, ОСТ, СТП, ТУ	Область применения изготавливаемой продукции
1.	Нефть, с месторождения	ГОСТ Р 51858-2002	1. Концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более 2. Плотность при 20 ⁰ С, кг/м ³ 3. Массовая доля воды, % не более 4. Массовая доля мех. примесей, %, не более	100 830,1-850,0 0,5 0,05	Сырье для установки
2.	Нефть обессоленная		1. Содержание солей, мг/дм ³ , не более 2. Содержание воды, % масс., не более	5 0,1	
3.	Газовый конденсат	ТУ-0271321-003-05804460-03	1. Фракционный состав:	15	Сырье для установки

			Температура начала кипения, °С, не ниже конец кипения, °С, не выше остаток в колбе, %, не более остаток и потери, %, не более 2. Массовая доля общей серы, %, не более 3. Вода 4. Содержание мех. примесей, %, не более 5. Плотность при 20°С, кг/м	150 1,3 30 0,04 отсутствие 0,05 не нормируется	
4.	Прямогонная бензиновая фракция	СТП 02/К-19-10	1. Плотность, кг/м ³ , при 20°С, не менее 2. Фракционный состав, °С НК, не ниже 10%, не выше 50% не выше 90% не выше КК, не выше 3. Октановое число - моторный метод, не ниже	650 не норм. 65 100 125 160 60	Используется в качестве компонента для приготовления товарных автомобильных бензинов
5.	Фракция 70-360(320)	СТО 02/К-17-09	1. Плотность, кг/м ³ , при 20°С, не более 2. Фракционный состав (ГОСТ), °С НК, не ниже 10% не выше 50% не выше 90% не выше КК, не выше 3. Содержание общей серы, (% масс)не более	800 70 120 220 330 360 (0,5)	Сырье установки ГКР-126/33
Побочная продукция					
6.	Мазут	ГОСТ 10585-99	1. Плотность при 20°С, кг/м ³ , не более 2. Температура вспышки, °С, не ниже 3. Массовая доля серы, %, не более	не нормируется не ниже 110 1,0	Используется как возврат нефти на ЦППН «Д»
Реагенты					

7.	Моноэтаноламин	ТУ 2423-159-00203335-2004	1. Внешний вид 2. Массовая доля МЭА, % не более 3. Плотность при 20 ⁰ С, г/см ³ 4. Массовая доля воды, % не более	Прозрачная жидкость светло-желтого цвета 98,8 1,015-1,018 0,6	
8.	Охлаждающая жидкость «Тосол - А 65»	ТУ 2422-009-25560007-2002 ГОСТ 28084-89	1. Внешний вид и цвет 2. Плотность при 20 ⁰ С, кг/см ³ 3. Температура начала кристаллизации, ⁰ С, не выше	жидкость без механических примесей 1085-1095 -65	

Приложение Б Краткая характеристика технологического оборудования.

Краткая характеристика технологического оборудования представлена в таблице Б.1

Таблица Б.1– Краткая характеристика технологического оборудования

№	Наименование оборудования (тип, наименование аппарата, назначение)	Номер позиции по схеме, индекс	Материал	Техническая характеристика
1.	Колонна ректификационная для выделения целевых фракций из нефти и газового конденсата	К-1	09Г2С	Высота-12550 мм Диаметр-800 мм Тарелки прямоточные клапанные-5 шт. Тарелки сетчатые-15 шт. Давление расчетное-3 кгс/см ² Температура расчетная-310 ⁰ С Объем-5,8 м ³
2.	Колонна отпарная	К-2	09Г2С	Высота-3640 мм; Диаметр-200 мм; Насадка - полуфарфоровые кольца; Давление максимальное-3,0 кгс/см ² ; Температура расчетная -50÷185 ⁰ С; Объем-0,114 м ³

3.	Печь нагрева нефти	П-1	Продуктовый змеевик 15 x 5 м	Теплопроизводительность- 259500 ккал/ч; Давление расчетное-50 кгс/см ² ; Температура расчетная-370 ⁰ С; Поверхность теплообмена-67 м ²
4.	Аппарат воздушного охлаждения АВМ-Г-Ж	АВО- 1/1,2,3	12Х18Н10Т	Давление рабочее-25 кгс/см ² ; Температура рабочая – 20 ⁰ С; Частота вращения эл. двигателя- 1500 об/мин.
5.	Аппарат воздушного охлаждения АВМ-Г-20-Ж	АВО-3	12Х18Н10Т	Давление рабочее-25 кгс/см ² ; Температура рабочая – 20 ⁰ С; Частота вращения эл. двигателя- 1500 об/мин.
6.	Сепаратор отделения бензиновой фракции от воды и несконденсировавшихся газов	Е-1Б	09Г2С	Длина-4500 мм Диаметр-2400 мм Давление расчетное-12,5 кгс/см ² Температура расчетная-200 ⁰ С Объем-25 м ³
7.	Теплообменник нагрева газового конденсата	Т-1	09Г2С	Поверхность-31 м ² Диаметр-506 мм Длина трубок 3000 мм Давление расчетное трубок-10 кгс/см ² Давление расчетное кожуха-40 кгс/см ² Температура расчетная-100 ⁰ С
8.	Холодильник для охлаждения мазута	Х-3	09Г2С	Давление рабочее: - пучок-10 кгс/см ² ; - корпус-26 кгс/см ² ; Температура рабочая: - пучок - -20÷60 ⁰ С; - корпус - -20÷350 ⁰ С; Объем: - пучок-0,29 м ³ ; - корпус-0,44 м ³ ; Поверхность теплообмена-31 м ²
9.	Холодильник для охлаждения мазута	Х-2	ВСт-3	Давление рабочее, кгс/см ² : - пучок-10 кгс/см ² ; - корпус-26 кгс/см ² ; Температура рабочая: - пучок - -20÷60 ⁰ С; - корпус - -20÷350 ⁰ С; Емкость, м ³ : - пучок – 0,29; - корпус- 0,44; Поверхность теплообмена-31 м ²
10.	Холодильник для охлаждения дизельной фракции	Х-1	ВСт-3	Давление рабочее: - пучок – 10 кгс/см ² ; - корпус – 26 кгс/см ² ; Температура рабочая:

				- пучок - $-20 \div 60^{\circ}\text{C}$; - корпус - $-20 \div 200^{\circ}\text{C}$; Емкость, м^3 : - пучок-0,29; - корпус-0,44; Поверхность теплообмена-31 м^2
11.	Насос для перекачки мазута	Н-1/1,2	Сталь 25Л	Центробежный консольный марка НК-12/40 Производительность-12 $\text{м}^3/\text{ч}$ Дифференциальный напор- 40 м ст.ж.
12.	Насос для перекачки бензиновой фракции	Н-2/1,2	X18H10TЛ	Центробежный консольный ХЕ-50-32-250К-55 Производительность-12,5 $\text{м}^3/\text{ч}$ Дифференциальный напор- 80 м ст.ж.
13.	Насос подачи сырой нефти	Н-3/1,2	X18H10TЛ	Центробежный консольный ТКА-63/80 Производительность-63 $\text{м}^3/\text{ч}$ Дифференциальный напор- 80 м ст.ж.
14.	Насос внешней откачки бензина	Н-4/1	Сталь 25Л	Центробежный консольный НК-65/125
15.	Насос внешней откачки дизельного топлива	Н-4/2	Сталь 25Л	Центробежный консольный НК-65/125
16.	Насос для перекачки охлаждающей жидкости	Н-5/1,2	Сталь 25Л	Центробежный, горизонтальный, одноступенчатый, консольный Х-50-32-125 К-СУ2 Производительность – 12,5 $\text{м}^3/\text{час}$; Напор-20м
17.	Насос дозировочный подача ингибитора коррозии	Н-6	Сталь 25Л	Марка НД 25/400 Производительность – 0,0114 $\text{м}^3/\text{час}$; Рабочее давление-25 $\text{кгс}/\text{см}^2$
18.	Насос шестеренный перекачки ингибитора коррозии	Н-7	X18H10TЛ	Марка НМШ 5-25 Подача-4 $\text{м}^3/\text{ч}$; Давление на выходе-4 $\text{кгс}/\text{см}^2$
19.	Насос полупогружной откачка промышленных стоков	Н-8	Сталь 25Л	Центробежный консольный марка НВЕ 50/50-30в55у Напор 20 м
20.	Насос полупогружной откачка пролив. стоков	Н-8/1,2	Сталь 25Л	Центробежный консольный марка НВЕ 50/50-30в55у Напор 20 м
21.	Насос для перекачки бензиновой фракции	Н-8/3,4	Сталь 25Л	Центробежный консольный марка НК-12/40 Производительность-12 $\text{м}^3/\text{ч}$ Дифференциальный напор- 40 мст.ж.
22.	Насос для перекачки дизтоплива	Н-9/1,2	Сталь 25Л	Центробежный консольный марка НК-12/40

				Производительность-12 м ³ /ч Дифференциальный напор- 40 м ст.ж.
23.	Емкость сырой нефти Е-1	Е-1	09Г2С	Давление рабочее-6 кгс/см ² ; Рабочая температура стенок - - 50÷20 ⁰ С; Объем-124 м ³
24.	Емкость для бензиновой фракции	Е-2	16ГС-12	Давление рабочее-3 кгс/см ² ; Рабочая температура стенок - - 35÷20 ⁰ С; Объем-100 м ³
25.	Емкость для бензиновой фракции	Е-3	09Г2С	Давление рабочее-6 кгс/см ² ; Рабочая температура стенок - - 50÷25 ⁰ С; Объем-100 м ³
26.	Емкость для бензиновой фракции	Е-4	09Г2С	Давление рабочее-14 кгс/см ² ; Рабочая температура стенок - - 60÷100 ⁰ С; Объем-50 м ³
27.	Емкость для дизельного топлива	Е-5	16ГС-12	Давление рабочее-6 кгс/см ² ; Рабочая температура стенок - - 40÷100 ⁰ С; Объем-100 м ³
28.	Емкость для дизельного топлива	Е-6	16ГС-6	Давление рабочее-6 кгс/см ² ; Рабочая температура стенок - - 40÷100 ⁰ С; Объем-100 м ³
29.	Емкость для охлаждающей жидкости	Е-12	Ст3пс5	Давление расчетное – 0,56МПа; Расчетная температура - 100 ⁰ С; Объем-1,0 м ³
30.	Дренажная емкость ЕПП- 16-2000-1300-2 с насосом погружным	ДЕ-1	17Г1С	Рабочее давление-0,7 кгс/см ² Рабочая температура стенок - - 40÷180 ⁰ С Объем-12,5 м ³
31.	Дренажная емкость ЕПП- 25-2400-1-2 с насосом погружным	Е-8/1,2	R44/6a STAS2883/280	Рабочее давление-0,7 кгс/см ² Рабочая температура стенок - - 40÷80 ⁰ С Объем-25 м ³
32.	Сепаратор газовый	СГ-2	16ГС-17	Диаметр-1000 мм Давление расчетное-13,5 кгс/см ² Температура расчетная-200 ⁰ С Объем-2 м ³
33.	Установка блочная для дозирования ингибитора БР-2,5М-VI	БР-1	16ГС	Габариты 3680x2300x2420 мм Производительность сырьевого трубопровода-500-1000 т/сут. Производительность насоса- дозатора - 2 л/ч Максимальная потребляемая мощность 5,8 кВт
34.	Рекуперативный теплообменный аппарат для охлаждения мазута	Х-10/1,2	09Г2С	Давление рабочее-15,0 кгс/см ² ; Температура рабочая - - 30÷200 ⁰ С;

				Поверхность теплообмена-52 м ² ; Емкость: - пучок-0,84 м ³ ; - корпус-2,27 м ³
35.	Резервуар вертикальный стальной для хранения бензиновой фракции	РВС-4	09Г2С	Диаметр-10430 мм, Объем-1000 м ³ , Высота-11920 мм
36.	Сепаратор газовый для отделения газовой фазы	С-1	09Г2С	Расчетное давление-25,0 кгс/см ² Рабочая температура стенок - -60÷100 ⁰ С Объем-1,6 м ³
37.	Фильтра для очистки нефти от механических примесей	Ф-3/1,2	09Г2С	Рабочее давление-40,0 кгс/см ² Рабочая температура стенок - -60÷300 ⁰ С Объем-0,11 м ³
38.	Фильтра для очистки нефти от механических примесей	Ф-0/1,2	09Г2С	Рабочее давление-16 кгс/см ² Рабочая температура стенок - -60÷300 ⁰ С Объем-0,44 м ³

Приложение В Блокировки и сигнализации

Блокировки и сигнализации представлены в таблице В.1

Таблица В.1 Блокировки и сигнализации

№ п/п	Наименование параметра	Наименование оборудования	Критический параметр	Величина устанавливаемого предела		Блокировка		Сигнализация		Операции по отключению, включению, переключению и другие воздействия
				min	max	min	max	min	max	
1.	Поз. LIRCS-503 Уровень	Колонна К-1	-	20%	80%	-	-	20%	80%	Световая и звуковая сигнализация
2.	Поз. LIRCS-508 Уровень	Колонна К-2	-	60%	-	-	-	60%	-	Световая и звуковая сигнализация

3.	Поз. PISA-242 Давление	Нефть на выходе из печи П-1	-	0,2 кгс/см ²	2,5 кгс/с м ²	0,2 кгс/с м ²	2,5 кгс/с м ²	0,2 кгс/с м ²	2,5 кгс/с м ²	Световая и звуковая сигнализация. Закрывается отсекаТЕЛЬHS-1, подачи топливного газа на горелки печи П-1. При срабатывании поз ТИ-122 по максимальной температуре автоматически открываются задвижки с пневмоприводом HS-11, HS-12. Подается пар в змеевик на эвакуацию продукта.
4.	Поз. PIRCSA-248 Давление	Газ перед основной горелкой печи П-1	-	0,10 кгс/см ²	0,45 кгс/с м ²	0,02 кгс/с м ²	-	0,10 кгс/с м ²	0,45 кгс/с м ²	Световая и звуковая сигнализация. Закрывается отсекаТЕЛЬHS-1, подачи топливного газа на горелки печи П-1.
5.	Поз. TIRCSA-112 Температура	Нефть на выходе из печи П-1	-	-	350 °C	-	350 °C	-	350 °C	Световая и звуковая сигнализация. Закрывается отсекаТЕЛЬHS-1, подачи топливного газа на горелки печи П-1.

6.	Поз. TIRSA-122 Температура	Дымовые газы на выходе из П-1	-	-	500 °С	-	500 °С	-	500 °С	Световая и звуковая сигнализация. При срабатывании поз PISL-242 по минимальному давлению автоматически открываются задвижки с пневмоприводом HS-11, HS-12. Подается пар в эмсевик на эвакуацию продукта.
7.	Поз. FIRSA-307 Расход	Нефть в печь П-1	-	2,5 м³/ч	12,0 м³/ч	2,5 м³/ч	-	4,0 м³/ч	12,0 м³/ч	Световая и звуковая сигнализация. Закрывается отсекающий HS-1 подачи топливного газа на горелки печи П-1.
8.	Поз. PIRS-203 Давление	Колонна К-1	-	0,24 кгс/см²	1,0 кгс/см²	-	-	0,24 кгс/см²	1,0 кгс/см²	Световая и звуковая сигнализация.
9.	Поз. LIRCSA-510 Уровень	Уровень бензиновой фракции в Е-1Б	-	20%	80%	-	-	20%	80%	Световая и звуковая сигнализация.
10.	Поз. LIRSA-511 Уровень	Уровень раздела фаз (вода) в Е-1Б	-	-	20%	-	-	-	20%	Световая и звуковая сигнализация.
11.	Поз. LIRSA-530 Уровень	Аварийная емкость ДЕ-1	-	20%	80%	20%	80%	20%	80%	Световая и звуковая сигнализация. Включение, отключение насоса Н-8.
12.	Поз. PI-218	Напорный трубопровод Н-8	-	2,0 кгс/см²	5,0 кгс/см²	2,0 кгс/см²	5,0 кгс/см²	2,0 кгс/см²	5,0 кгс/см²	Световая и звуковая сигнализация. Отключение насоса Н-8.
13.	Поз. LIRS-531 Уровень	Емкость Е-1	-	20%	80%	-	-	20%	80%	Световая и звуковая сигнализация.
14.	Поз. LIRS-526 Уровень	Емкость Е-2	-	20%	90%	-	-	20%	90%	Световая и звуковая сигнализация.

15 .	Поз. LIRS-522 Уровень	Емкость Е-3	-	20%	90%	-	-	20%	90%	Световая и звуковая сигнализация.
16 .	Поз. LIRS-523 Уровень	Емкость Е-4	-	20%	90%	-	-	20%	90%	Световая и звуковая сигнализация.
17 .	Поз. LIRS-524 Уровень	Емкость Е-5	-	20%	90%	-	-	20%	90%	Световая и звуковая сигнализация.
18 .	Поз. LIRS-525 Уровень	Емкость Е-6	-	20%	90%	-	-	20%	90%	Световая и звуковая сигнализация.
19 .	Поз. LA-552 Уровень	Емкость Е-12	-	20%	80%	-	-	20%	80%	Световая и звуковая сигнализация
20 .	Поз. LSA-3.1 Уровень	Емкость Е-8/1	-	20%	80%	20%	80%	20%	80%	Световая и звуковая сигнализация. Включение, выключение насоса Н-8/1.
21 .	Поз. LSA-4.1 Уровень	Емкость Е-8/2	-	20%	80%	20%	80%	20%	80%	Световая и звуковая сигнализация. Включение, выключение насоса Н-8/2.
22 .	Поз. LT-1.1.2 Уровень	PBC-4	-	5 %	-	5 %	-	-	-	Световая и звуковая сигнализация Закрытие отсечного клапана XV-2.20
23 .	Поз. LSA-1.2 Уровень	PBC-4	-	-	80%	-	80%	-	80 %	Световая и звуковая сигнализация. Отключение насоса Н-4/1
24 .	Поз. LSA-1.2 Уровень	PBC-4	-	10%	-	-	-	10 %	-	Световая и звуковая сигнализация.
25 .	Поз. LS-1.1 Уровень	PBC-4	-	-	80%	-	-	-	80 %	Световая и звуковая сигнализация.
26 .	Поз. PIRC-262 Давление	Сепаратор С-1	-	0,6 кгс/см ²	5,4 кгс/см ²	-	-	0,6 кгс/см ²	5,4 кгс/см ²	Световая и звуковая сигнализация.
27 .	Поз. LIRCSA-527 Уровень	Сепаратор С-1	-	20%	80%	-	-	20%	80%	Световая и звуковая сигнализация.

28 .	Поз. PISA-204/1 Давление	Давление нагнетания Н-1/1	-	2,0 кгс/см ²	5,0 кгс/с м ²	2,0 кгс/с м ²	5,0 кгс/с м ²	2,0 кгс/с м ²	5,0 кгс/с м ²	Световая и звуковая сигнализация. Отключение насоса Н-1/1
29 .	Поз. PISA-204/2 Давление	Уплотнительная жидкость Н-1/1	-	-	3,5 кгс/с м ²	-	3,5 кгс/с м ²	-	3,5 кгс/с м ²	Световая и звуковая сигнализация. Отключение насоса Н-1/1.
30 .	Поз. PISA-206/1 Давление	Нагнетание насоса Н-1/2	-	2,0 кгс/см ²	5,0 кгс/с м ²	2,0 кгс/с м ²	5,0 кгс/с м ²	2,0 кгс/с м ²	5,0 кгс/с м ²	Световая и звуковая сигнализация. Отключение насоса Н-1/2
31 .	Поз. PISA-206/2 Давление	Уплотнительная жидкость Н-1/2	-	-	3,5 кгс/с м ²	-	3,5 кгс/с м ²	-	3,5 кгс/с м ²	Световая и звуковая сигнализация. Отключение насоса Н-1/2
32 .	Поз. PISA-207/1 Давление	Нагнетание насоса Н-2/1	-	2,0 кгс/см ²	8,0 кгс/с м ²	2,0 кгс/с м ²	8,0 кгс/с м ²	2,0 кгс/с м ²	8,0 кгс/с м ²	Световая и звуковая сигнализация, Отключение насоса Н-2/1
33 .	Поз. PISA-207/2 Давление	Уплотнительная жидкость Н-2/1	-	-	3,5 кгс/с м ²	-	3,5 кгс/с м ²	-	3,5 кгс/с м ²	Световая и звуковая сигнализация. Отключение насоса Н-2/1
34 .	Поз. PISA-208/1 Давление	Нагнетание насоса Н-2/2	-	2,0 кгс/см ²	8,0 кгс/с м ²	2,0 кгс/с м ²	8,0 кгс/с м ²	2,0 кгс/с м ²	8,0 кгс/с м ²	Световая и звуковая сигнализация, Отключение насоса Н-2/2
35 .	Поз. PISA-208/2 Давление	Уплотнительная жидкость Н-2/2	-	-	3,5 кгс/с м ²	-	3,5 кгс/с м ²	-	3,5 кгс/с м ²	Световая и звуковая сигнализация. Отключение насоса Н-2/2
36 .	Поз. TAZH-117/2 Температура	Подшипники насоса Н-3/1	-	-	70 ⁰ С	-	70 ⁰ С	-	65 ⁰ С	Световая и звуковая сигнализация. Отключение насоса Н-3/1.
37 .	Поз. TAZH-118/2 Температура	Подшипники насоса Н-3/2	-	-	70 ⁰ С	-	70 ⁰ С	-	65 ⁰ С	Световая и звуковая сигнализация. Отключение насоса Н-3/2

38	Поз. TZA-2.2 Температура	Подшипники насоса Н-8/3	-	-	70°C	-	70°C	-	65°C	Световая и звуковая сигнализация. Отключение насоса Н-8/3.
39	Поз. TZA-2.12 Температура	Подшипники насоса Н-8/4	-	-	70°C	-	70°C	-	65°C	Световая и звуковая сигнализация. Отключение насоса Н-8/4.
40	Поз. ТАН-117/1 Температура	Уплотняющая жидкость Н-3/1	-	-	60°C	-	-	-	60°C	Световая и звуковая сигнализация.
41	Поз. ТАН-118/2 Температура	Уплотняющая жидкость Н-3/2	-	-	60°C	-	-	-	60°C	Световая и звуковая сигнализация.
42	Поз. ТА-2.1 Температура	Уплотняющая жидкость Н-8/3	-	-	60°C	-	-	-	60°C	Световая и звуковая сигнализация.
43	Поз. ТА-2.11 Температура	Уплотняющая жидкость Н-8/4	-	-	60°C	-	-	-	60°C	Световая и звуковая сигнализация.
44	Поз. PISA-215/2 Давление	Уплотнительная жидкость Н-3/1	-	-	3,5 кгс/см ²	-	3,5 кгс/см ²	-	3,5 кгс/см ²	Световая и звуковая сигнализация. Отключение насоса Н-3/1.
45	Поз. PISA-216/2 Давление	Уплотнительная жидкость Н-3/2	-	-	3,5 кгс/см ²	-	3,5 кгс/см ²	-	3,5 кгс/см ²	Световая и звуковая сигнализация. Отключение насоса Н-3/2.
46	Поз. PISA-216/1 Давление	Нагнетание насоса Н-3/1	-	4,0 кгс/см ²	10,0 кгс/см ²	4,0 кгс/см ²	10,0 кгс/см ²	4,0 кгс/см ²	10,0 кгс/см ²	Световая и звуковая сигнализация, Отключение насоса Н-3/1
47	Поз. PISA-215/1 Давление	Нагнетание насоса Н-3/2	-	4,0 кгс/см ²	10,0 кгс/см ²	4,0 кгс/см ²	10,0 кгс/см ²	4,0 кгс/см ²	10,0 кгс/см ²	Световая и звуковая сигнализация, Отключение насоса Н-3/1
48	Поз. РА-2.6 Давление	Уплотнительная жидкость Н-8/3	-	-	3,5 кгс/см ²	-	3,5 кгс/см ²	-	3,5 кгс/см ²	Световая и звуковая сигнализация. Отключение насоса Н-8/3.

49	Поз. РА-2.16 Давление	Уплотнительная жидкость Н-8/4	-	-	3,5 кгс/с м ²	-	3,5 кгс/с м ²	-	3,5 кгс/с м ²	Световая и звуковая сигнализация. Отключение насоса Н-8/4.
50	Поз. PISA-3.4 Давление	Нагнетание насоса Н-8/1	-	2,0 кгс/см ²	6,0 кгс/с м ²	2,0 кгс/с м ²	6,0 кгс/с м ²	2,0 кгс/с м ²	6,0 кгс/с м ²	Световая и звуковая сигнализация. Отключение насоса Н-8/1.
51	Поз. PISA-4.4 Давление	Нагнетание насоса Н-8/2	-	2,0 кгс/см ²	6,0 кгс/с м ²	2,0 кгс/с м ²	6,0 кгс/с м ²	2,0 кгс/с м ²	6,0 кгс/с м ²	Световая и звуковая сигнализация. Отключение насоса Н-8/2.
52	Поз. PISA-2.4 Давление	Нагнетание насоса Н-8/3	-	2,0 кгс/см ²	6,0 кгс/с м ²	2,0 кгс/с м ²	6,0 кгс/с м ²	2,0 кгс/с м ²	6,0 кгс/с м ²	Световая и звуковая сигнализация. Отключение насоса Н-8/3
53	Поз.РА-2.14 Давление	Нагнетание насоса Н-8/4	-	2,0 кгс/см ²	6,0 кгс/с м ²	2,0 кгс/с м ²	6,0 кгс/с м ²	2,0 кгс/с м ²	6,0 кгс/с м ²	Световая и звуковая сигнализация. Отключение насоса Н-8/4.
54	Поз. PISA-213/1 Давление	Нагнетание насоса Н-9/1	-	1,0 кгс/см ²	6,0 кгс/с м ²	1,0 кгс/с м ²	6,0 кгс/с м ²	1,0 кгс/с м ²	6,0 кгс/с м ²	Световая и звуковая сигнализация. Отключение насоса Н-9/1
55	Поз. PISA-214/1 Давление	Нагнетание насоса Н-9/2	-	1,0 кгс/см ²	6,0 кгс/с м ²	1,0 кгс/с м ²	6,0 кгс/с м ²	1,0 кгс/с м ²	6,0 кгс/с м ²	Световая и звуковая сигнализация. Отключение насоса Н-9/2
56	Поз. PISA-213/2 Давление	Уплотнительная жидкость Н-9/1	-	-	3,5 кгс/с м ²	-	3,5 кгс/с м ²	-	3,5 кгс/с м ²	Световая и звуковая сигнализация. Отключение насоса Н-9/1.
57	Поз. PISA-214/2 Давление	Уплотнительная жидкость Н-9/2	-	-	3,5 кгс/с м ²	-	3,5 кгс/с м ²	-	3,5 кгс/с м ²	Световая и звуковая сигнализация. Отключение насоса Н-9/1.
58	Поз. TLC-104 Температура	Ингибитор коррозии в БР-1	-	30 ⁰ С	60 ⁰ С	-	-	30 ⁰ С	60 ⁰ С	Включения и выключения тена в БР-1
59	Поз. PISA-205 Давление	Нагнетание насоса Н-6	-	-	4,0 кгс/с м ²	-	-	-	4,0 кгс/с м ²	Световая и звуковая сигнализация. Отключение насоса Н-6.

60 .	Поз. BSL	Наличие пламени в П- 1	-	-	-	Отсу тству ет плам я	-	-	-	Закрывается отсекательHS-1 подачи топливного газа на горелки печи П-1. Отключение насосов Н-3/1,2.
61 .	Загазованн ость QA-1 QA-2 QA-3 QA-6 QA-7 QA-8 QA-9	К-1 С-1 Насосная БК Е-2 Е-1 Е-1 БР-1	-	-	-	-	-	20% НПВ	50% НПВ	Световая и звуковая сигнализация
62 .	Загазованн ость QSA-2.8	Насосная промежуточ ного товарного парка	-	-	-	-	50 % НПВ	-	20 % НПВ	Световая и звуковая сигнализация, включение В-2 (насосная)
63 .	Загазованн ость QA-1.9 QA-3.6	РВС-4 Е-8/1,2	-	-	-	-	-	20 % НПВ	50 % НПВ	Световая и звуковая сигнализация
64 .	Поз. LA- 533 Уровень	Емкость Е-6	-	20%	-	20%	-	20%	-	Световая и звуковая сигнализация. Отключение насоса Н-4/2
65 .	Поз.LA-532 Уровень	Емкость Е-5	-	20%	-	20%	-	20%	-	Световая и звуковая сигнализация. Отключение насоса Н-4/2
66 .	Поз. LA- 513 Уровень	Емкость Е-2	-	20%	-	20%	-	20%	-	Световая и звуковая сигнализация. Отключение насоса Н-4/1
67 .	Поз. LA- 517 Уровень	Емкость Е-3	-	20%	-	20%	-	20%	-	Световая и звуковая сигнализация. Отключение насоса Н-4/1
68 .	Поз.LA-519 Уровень	Емкость Е-4	-	20%	-	20%	-	20%	-	Световая и звуковая сигнализация. Отключение насоса Н-4/1

69	Поз. PISA-218/1 Давление	Бочок уплотнительной жидкости насоса Н-4/1	-	-	2,0 кгс/с м ²	-	2,0 кгс/с м ²	-	2,0 кгс/с м ²	Световая и звуковая сигнализация. Отключение насоса Н-4/1
70	Поз. PISA-219/1 Давление	На входе насоса Н-4/1	-	1,0 кгс/см ²	2,0 кгс/с м ²	-	-	1,0 кгс/с м ²	2,0 кгс/с м ²	Световая и звуковая сигнализация.
71	Поз. PISA-219/2 Давление	На входе насоса Н-4/2	-	1,0 кгс/см ²	2,0 кгс/с м ²	-	-	1,0 кгс/с м ²	2,0 кгс/с м ²	Световая и звуковая сигнализация.
72	Поз. PISA-217/1 Давление	На выкиде насоса Н-4/1	-	6,0 кгс/см ²	12,0 кгс/с м ²	6,0 кгс/с м ²	12,0 кгс/с м ²	6,0 кгс/с м ²	12,0 кгс/с м ²	Световая и звуковая сигнализация. Отключение насоса Н-4/1
73	Поз. PISA-217/2 Давление	На выкиде насоса Н-4/2	-	6,0 кгс/см ²	12,0 кгс/с м ²	6,0 кгс/с м ²	12,0 кгс/с м ²	6,0 кгс/с м ²	12,0 кгс/с м ²	Световая и звуковая сигнализация. Отключение насоса Н-4/2.
74	Поз. TISA-119/1 Температура	Задний подшипник насоса Н-4/1	-	-	75 ⁰ С	-	75 ⁰ С	-	70 ⁰ С	Световая и звуковая сигнализация. Отключение насоса Н-4/1.
75	Поз. TISA-119/2 Температура	Задний подшипник насоса Н-4/1	-	-	75 ⁰ С	-	75 ⁰ С	-	70 ⁰ С	Световая и звуковая сигнализация. Отключение насоса Н-4/1.
76	Поз. TISA-120/1 Температура	Задний подшипник насоса Н-4/2	-	-	75 ⁰ С	-	75 ⁰ С	-	70 ⁰ С	Световая и звуковая сигнализация. Отключение насоса Н-4/2.
77	Поз. TISA-120/2 Температура	Задний подшипник насоса Н-4/2	-	-	75 ⁰ С	-	75 ⁰ С	-	70 ⁰ С	Световая и звуковая сигнализация. Отключение насоса Н-4/2.
78	Поз. LSA-520/1 Уровень	Бачок уплотнительной жидкости Н-4/1	-	20%	-	-	-	20%	-	Световая и звуковая сигнализация.
79	Поз. LSA-520/2 Уровень	Бачок уплотнительной жидкости Н-4/2	-	20%	-	-	-	20%	-	Световая и звуковая сигнализация.

80 .	Поз. QISA- 2.9	Насосная внешней перекачки	-	-	-	-	50 % НПВ	-	20 % НПВ	Световая и звуковая сигнализация. Отключение насосов Н-4/1, Н-4/2
---------	-------------------	----------------------------------	---	---	---	---	-------------	---	-------------	--

Приложение Г Взрывопожарная характеристика

Взрывопожарная характеристика представлена в таблицах Г.1 и Г.2

Таблица Г.1 Классификация технологических блоков по взрывоопасности

Номер позиций аппаратуры, оборудования по технологической схеме, составляющие технологический блок	Относительный энергетический потенциал	Категория взрывоопасности	Класс зоны по уровню опасности возможных разрушений, травмирования персонала.	Характер разрушения	Давление ударной волны (кПа)	Радиус разрушения R, (м)
Колонна: К-1,К-2. Сепаратор: Е-1Б, С-1, СГ-2. Емкость: Е-1-6, 8/1, 8/2, ДЕ-1. Печь: П-1. Теплообменник: Т-1, Х-1-3, Х-10. Резервуар: РВС-4. Фильтра: Ф-1/1,2, 2/1,2, 3/1,2, 4/1,2, 5, 6, 0/1,2. Насосы: Н-1/1,2, 2/1,2, 3/1,2, 4/1,2, 8, 8/1,2,3,4, 9/1,2.	26,5	III	1	Зона полного разрушения	>100	6,0
			2	Сильное повреждение всех зданий	70	22,8
			3	Среднее повреждение зданий с массовыми обвалами	28	33,6
			4	Среднее повреждение пром. зданий	14	57,6
			5	Среднее повреждение пром. зданий Легкое повреждение фабричных труб Частичное разрушение остекления	<2	168 336

Таблица Г.2 Взрывопожарная и пожарная опасность, санитарная характеристика производственных зданий, помещений и наружных установок

№ п/п	Категория производственных зданий, помещений, наружных установок	Категории взрывопожарной и пожарной опасности помещений, зданий	Классификация зон внутри и вне помещений для выбора и установки электрооборудования		Группа производственных процессов по санитарной характеристике
			Класс взрывоопасной или пожароопасной зоны	Категория и группа взрывопожароопасных смесей	
1.	Установка получения топлива из нефти в целом	А	В-1Г	2	IIIб
2.	Площадка емкостей	Ан	В-1Г	2	IIIб
3.	Площадка печи	Ан	В-1Г	2	IIIб
4.	Блок колонны	Ан	В-1Г	2	IIIб
5.	Насосная блока колонн	Ан	В-1Г	2	IIIб
6.	Насосная внешней перекачки	Ан	В-1Г	2	IIIб
7.	Насосная промежуточного товарного парка	А	В-1Г	2	IIIб
8.	Блок холодильников	Ан	В-1Г	2	IIIб
9.	Реагентное хозяйство	А	В-1Г	2	IIIб
10.	Дренажная емкость	Ан	В-1Г	2	IIIб
11.	Теплообменник Х-10	Ан	В-1Г	2	IIIб
12.	Узел учета нефти	Ан	В-1Г	2	IIIб
13.	Промежуточный товарный парк	Ан	В-1Г	2	IIIб

Приложение Д. Параметры переходных процессов АСР с микропроцессорным ПД-регулятором

Таблица Д.1 – Параметры передаточной функции (для таблиц Е.2-Е.8)

Параметры передаточной функции	
Степень числителя	M= 0
Полином числителя, начиная с нулевого члена	1,00000
Степень знаменателя	N= 1
Полином знаменателя, начиная с нулевого члена	1,00000
	1,00000
Коэффициент усиления	KY=1,0000
Запаздывание	TAU= 1,0000

Таблица Д.2 – Амплитудно-фазовая характеристика (АФХ)

Частота F	Значение АФХ	
	RE	IM
0,000000	1,000000	0,000000
0,300000	0,795120	-0,534056
0,600000	0,357757	-0,779297
0,900000	-0,046069	-0,741865
1,200000	-0,309873	-0,560192
1,500000	-0,438617	-0,339570
1,800000	- 0,467011	-0,133227
2,100000	-0,428389	0,036408
2,400000	-0,348891	0,161876
2,700000	-0,248251	0,242897

Частота F	Значение AFХ	
	RE	IM
3,000000	-0,141335	0,282886
3,300000	-0,039270	0,287336
3,600000	0,049879	0,262955
3,900000	0,120688	0,217082
4,200000	0,170084	0,157225
4,500000	0,197087	0,090640
4,800000	0,202541	0,023967
5,100000	0,188805	-0,037093
5,400001	0,159404	-0,088017
5,700001	0,118651	-0,125625
6,000001	0,071261	-0,148152
6,300001	0,021969	-0,155221
6,600001	-0,024819	-0,147735
6,900002	-0,065326	-0,127688
7,200002	-0,096633	-0,097914

Таблица Д.3 – Расширенная АФХ по заданной степени колебательности $M=0,221$

Частота F	Значение АФХ	
	RE	IM
0,000000	1,000000	0,000000
0,200000	0,983218	-0,422987
0,400000	0,753852	-0,797445
0,600000	0,387081	-1,011014
0,800000	-0,000322	-1,039637
1,000000	-0,326475	-0,928256
1,200000	-0,561125	-0,737264
1,400000	-0,705787	-0,513582
1,600000	-0,773921	-0,286673
1,800000	-0,780809	-0,073334
2,000000	-0,740061	0,117247
2,200000	-0,663024	0,280143
2,400000	-0,559115	0,412801
2,600000	-0,436320	0,514071
2,800000	-0,301604	0,583733
3,000000	-0,161189	0,622288
3,200001	-0,020724	0,630868
3,400001	0,114646	0,611200

Частота F	Значение AFX	
	RE	IM
3,600001	0,240255	0,565588
3,800001	0,351948	0,496891
4,000000	0,446126	0,408484
4,200000	0,519810	0,304204
4,400000	0,570707	0,188279
4,600000	0,597267	0,065228
4,800000	0,598737	-0,060241

Таблица Д.4 – Расширенная АФХ по заданной степени колебательности M=0,366

Частота F	Значение AFX	
	RE	IM
0,000000	1,000000	0,000000
0,200000	1,039601	-0,45498
0,400000	0,821314	-0,913003
0,600000	0,392439	-1,202935
0,800000	-0,095416	-1,251484
1,000000	-0,513154	-1,104431
1,200000	-0,809325	-0,846713
1,400000	-0,984943	-0,545702

Частота F	Значение AFX	
	RE	IM
1,600000	-1,039482	-0,241628
1,800000	-1,053888	0,044153
2,000000	-0,985597	0,300564
2,200000	-0,868327	0,521551
2,400000	-0,713086	0,703429
2,600000	-0,529194	0,843693
2,800000	-0,323046	0,940571
3,000000	-0,108597	0,992934
3,200001	0,112365	1,000351
3,400001	0,330105	0,963216
3,600001	0,536937	0,882879
3,800001	0,725311	0,761764
4,000000	0,887957	0,603458
4,200000	1,018073	0,412753
4,400000	1,109549	0,195653
4,600000	1,157201	-0,040681
4,800000	1,157012	-0,288038

Таблица Д.5 – Значение настроек классического ПД-регулятора по заданной степени колебательности $M=0,221$

Частота F	Настройки регулятора	
	K ₁	K ₂
1,900000	1,314187	0,022584
2,000000	1,364306	0,104417
2,100000	1,392794	0,178905
2,200000	1,399270	0,245787
2,300000	1,383710	0,304883
2,400000	1,346428	0,356098
2,500000	1,288069	0,399413
2,599999	1,209584	0,434888
2,699999	1,112213	0,462654
2,799999	0,997453	0,482909
2,899999	0,867035	0,495911
2,999999	0,722890	0,501977
3,099999	0,567118	0,501475
3,199999	0,401951	0,494815
3,299999	0,229723	0,482449
3,399999	0,052833	0,464858
3,499999	-0,126293	0,442551

Частота F	Настройки регулятора	
	K ₁	K ₂
3,599998	-0,305230	0,416056
3,699998	-0,481592	0,385915
3,799998	-0,653059	0,352676

Таблица Д.6 – Значение настроек классического ПД-регулятора по заданной степени колебательности M=0,366

Частота F	Настройки регулятора	
	K ₁	K ₂
1,800000	0,961729	0,022046
1,900000	1,005613	0,085598
2,000000	1,031894	0,141543
2,100000	1,040679	0,189975
2,200000	1,032366	0,231059
2,300000	1,007619	0,265018
2,400000	0,967346	0,29213
2,500000	0,91266	0,312721
2,599999	0,84486	0,327159
2,699999	0,765395	0,335842
2,799999	0,675832	0,339198
2,899999	0,577827	0,337676

Частота F	Настройки регулятора	
	K ₁	K ₂
2,999999	0,473095	0,331737
3,099999	0,36338	0,321853
3,199999	0,250427	0,308498
3,299999	0,135957	0,292144
3,399999	0,021639	0,273256
3,499999	-0,090926	0,252287
3,599998	-0,200230	0,229678
3,699998	-0,304873	0,205847

Таблица Д.7 – Значение настроек ПД-регулятора с реальным дифференциатором по заданной степени колебательности M=0,221

Частота F	Настройки регулятора	
	K ₁	K ₂
1,900000	1,314004	0,022544
1,900000	0,144097	15,784070
2,000000	1,360136	0,103578
2,000000	0,145503	3,238875
2,100000	1,379563	0,176461
2,100000	0,149535	1,797220
2,200000	1,371856	0,241138

Частота F	Настройки регулятора	
	K ₁	K ₂
2,200000	0,156333	1,245890
2,300000	1,336635	0,297568
2,300000	0,166381	0,957868
2,400000	1,273413	0,345755
2,400000	0,180646	0,783136
2,500000	1,181183	0,385759
2,500000	0,200966	0,667530
2,599999	1,057307	0,417727
2,599999	0,231145	0,586779
2,699999	0,893437	0,442038
2,699999	0,281007	0,528228
2,799999	0,639265	0,461309
2,799999	0,402611	0,482488
5,899999	-0,857432	-0,257011
6,099998	-0,547643	-0,258088
6,299998	-0,221785	-0,248208
6,499998	0,105192	-0,228758
6,699998	0,418812	-0,201395

Таблица Д.8 – Значение настроек ПД-регулятора с реальным дифференциатором по заданной степени колебательности $M=0,366$

Частота F	Настройки регулятора	
	K ₁	K ₂
1,800000	0,961498	0,021964
1,800000	0,103862	8,802981
1,900000	1,001924	0,084384
1,900000	0,102196	2,108186
2,000000	1,021030	0,138220
2,000000	0,102495	1,187025
2,100000	1,019256	0,183873
2,100000	0,104606	0,824579
2,200000	0,997122	0,221697
2,200000	0,108607	0,632903
2,300000	0,955187	0,252031
2,300000	0,114814	0,515841
2,400000	0,893917	0,275206
2,400000	0,123888	0,438114
2,500000	0,813361	0,291530
2,500000	0,137119	0,383847
2,599999	0,712277	0,301250

Частота F	Настройки регулятора	
	K ₁	K ₂
2,599999	0,157274	0,344963
2,699999	0,584736	0,304405
2,699999	0,191953	0,317187
2,799999	0,372396	0,299775
2,799999	0,301281	0,299369
3,999998	-0,587755	0,130888
4,099998	-0,653386	0,105905
4,199998	-0,718410	0,081432

Таблица Д.9 – Параметры данных для расчета переходных процессов (к таблицам Е.10 и Е.11)

Параметры регулятора	K ₀ =0,000000
	K ₁ =1,3830000
	K ₂ =0,3040000
Рабочая частота	FR= 2,3000
Параметры объекта по каналу управления	
Полином числителя	B(0)=1,00000
Полином знаменателя	A(0)=1,00000
	A(1)=1,00000
Коэффициент усиления	KY=1,00
Запаздывание	TAU= 1,00
Амплитуда входного сигнала	Д=1,0000

Параметры объекта по каналу возмущения	
Полином числителя	$B(0)=1,00000$
Полином знаменателя	$A(0)=1,00000$
	$A(1)=1,00000$
Коэффициент усиления	$KY=1,00$
Запаздывание	$TAU= 1,00$
Амплитуда входного сигнала	$D=1,0000$

ТаблицаД.10 – Результаты расчета переходного процесса ПД-ПД

т	НУ	НВ	НЕ
0,000000	-0,00159360	0,00439535	0,653307
0,380000	0,00929489	-0,00173997	1,20227
0,760000	-0,0352891	-0,0111446	1,18767
1,14000	0,411161	0,119078	0,719087
1,52000	0,732954	0,407991	0,438761
1,90000	0,943395	0,596456	0,200241
2,28000	0,781910	0,613832	0,364279
2,66000	0,607295	0,512752	0,556493
3,04000	0,436112	0,376256	0,705241
3,42000	0,422783	0,318515	0,730791
3,80000	0,512054	0,337627	0,646036
4,18000	0,610436	0,402584	0,530996
4,56000	0,659974	0,457636	0,498384
4,94000	0,647790	0,471406	0,50416

Т	НУ	НВ	НЕ
5,32000	0,591774	0,447328	0,551493
5,70000	0,549889	0,41582В	0,611744
6,08000	0,542476	0,395085	0,604219
6,46000	0,554097	0,396340	0,592948
6,84000	0,585411	0,413142	0,578251
7,22000	0,600857	0,426338	0,538518
7,60000	0,594420	0,432426	0,559777
7,98000	0,589859	0,429271	0,574615
8,36000	0,573853	0,418598	0,552072
8,74000	0,565909	0,414615	0,608530
9,12000	0,580570	0,414548	0,587782

ТаблицаД.11 – Результаты расчета переходного процесса ПД-ПД_Р

Т	НУ	НВ	НЕ
0,000000	0,000125049	0,00458129	0,651588
0,380000	0,00485670	-0,00262807	1,20688
0,760000	-0,0398306	-0,0122561	1,19237
1,14000	0,394532	0,118113	0,735869
1,52000	0,741916	0,408362	0,429963
1,90000	0,960885	0,598158	0,182907
2,28000	0,794821	0,620201	0,351525

T	HY	HB	HE
2,66000	0,613635	0,514604	0,550316
3,04000	0,417276	0,373246	0,724232
3,42000	0,410359	0,311177	0,743374
3,80000	0,501049	0,331400	0,657202
4,18000	0,617347	0,402737	0,524241
4,56000	0,671919	0,462403	0,486599
4,94000	0,659052	0,478097	0,493713
5,32000	0,592366	0,450392	0,551057
5,70000	0,544407	0,414362	0,617388
6,08000	0,533229	0,390558	0,613623
6,46000	0,549567	0,392661	0,597635
6,84000	0,587793	0,412280	0,576032
7,22000	0,605383	0,428612	0,534147
7,60000	0,599745	0,435546	0,554612
7,98000	0,591524	0,431074	0,573112
8,36000	0,570613	0,418404	0,555462
8,74000	0,563654	0,412875	0,610950
9,12000	0,578500	0,412860	0,590016

Таблица Д.12 – Параметры данных для расчета переходного процесса (к таблице Д.13)

Параметры регулятора	$K_0=0,000000$
	$K_1=1,3710000$
	$K_2=0,2410000$
Рабочая частота	$FR= 2,2000$
Параметры объекта по каналу управления	
Полином числителя	$B(0)=1,00000$
Полином знаменателя	$A(0)=1,00000$
	$A(1)=1,00000$
Коэффициент усиления	$KY=1,00$
Запаздывание	$TAU= 1,00$
Амплитуда входного сигнала	$D=1,0000$
Параметры объекта по каналу возмущения	
Полином числителя	$B(0)=1,00000$
Полином знаменателя	$A(0)=1,00000$
	$A(1)=1,00000$
Коэффициент усиления	$KY=1,00$
Запаздывание	$TAU= 1,00$
Амплитуда входного сигнала	$D=1,0000$

ТаблицаД.13 – Результаты расчета переходного процесса ПД_Р-ПД_Р

Т	НУ	НВ	НЕ
0,00000	-0,00376482	0,00291841	0,657581
0,40000	0,0100584	0,0000506981	1,20194
0,80000	-0,0273009	-0,0138466	1,18396
1,20000	0,433311	0,169073	0,697896
1,60000	0,745646	0,451792	0,427439
2,00000	0,934603	0,629638	0,213299
2,40000	0,772782	0,605539	0,373401
2,80000	0,581917	0,488499	0,584491
3,20000	0,434239	0,356118	0,710794
3,60000	0,422776	0,313015	0,730193
4,00000	0,521474	0,351584	0,640669
4,40000	0,617569	0,420145	0,526324
4,80000	0,657801	0,468718	0,499936
5,20000	0,639762	0,472667	0,518339
5,60000	0,584357	0,441446	0,559436
6,00000	0,542863	0,409475	0,619029
6,40000	0,541986	0,395501	0,611427
6,80000	0,557492	0,400766	0,587218
7,20000	0,584299	0,419762	0,582039

T	HY	HB	HE
7,60000	0,601368	0,432732	0,545315
8,00000	0,591011	0,433537	0,556424
8,40000	0,582458	0,429297	0,590924
8,80000	0,573947	0,419339	0,557802
9,20000	0,562394	0,413843	0,592664
9,60000	0,576510	0,418575	0,637936

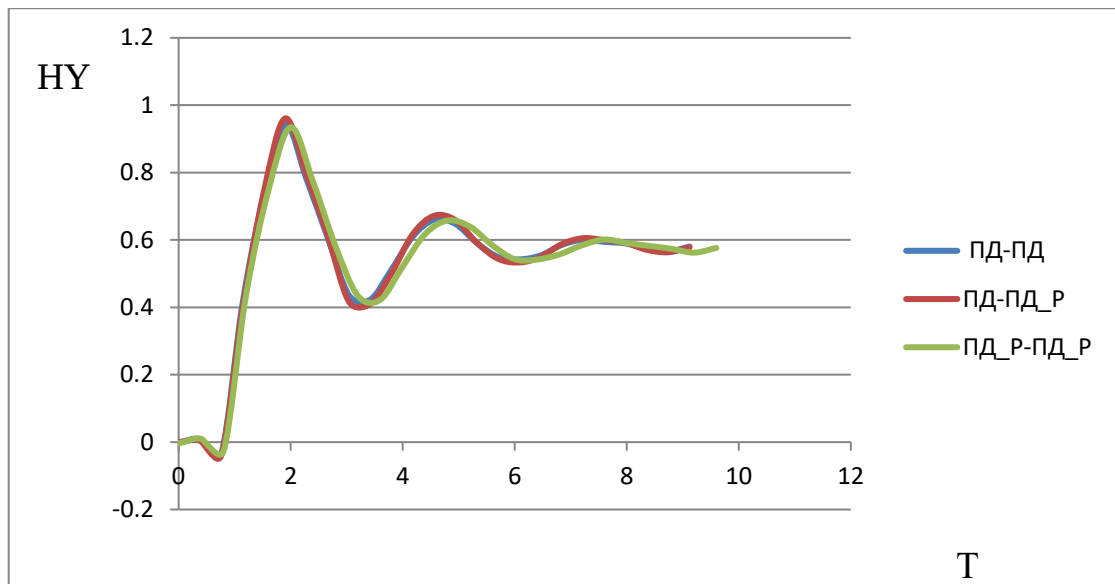


Рисунок Д.3 – Переходные процессы по управлению для объекта

$$W(s) = \frac{1}{s+1} \exp(-0.2s); (M=0,221)$$

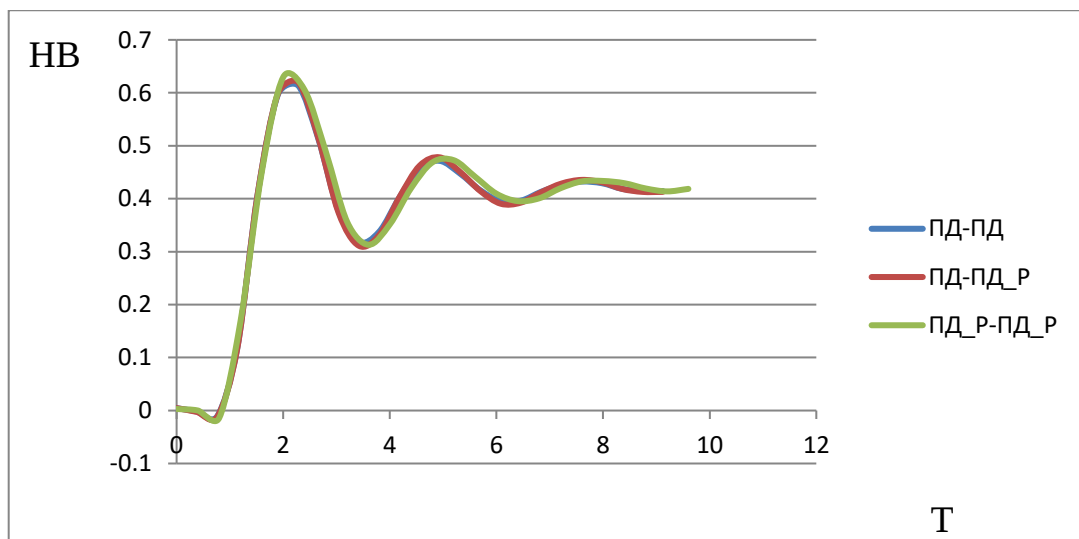
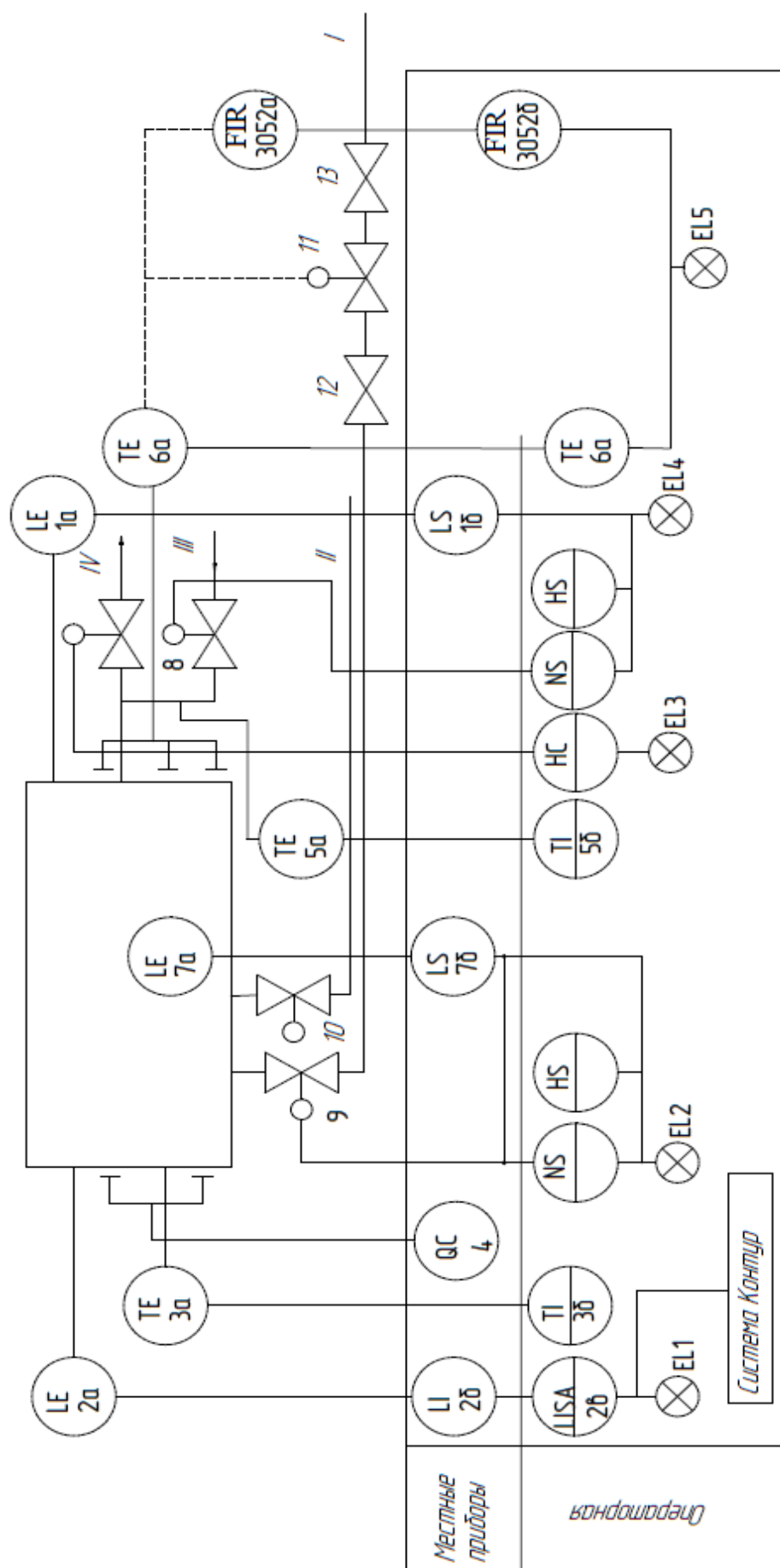


Рисунок Д.4 – Переходные процессы по возмущению для объекта

$$W(s) = \frac{1}{s+1} \exp(-0.2s); (M=0,221)$$



Приложение Ж

