



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

Школа – Инженерная школа информационных технологий и робототехники
Направление подготовки – 15.03.04 "Автоматизация технологических процессов и производств"
Отделение школы (НОЦ) – Отделение автоматизации и робототехники

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
Модернизация автоматизированной системы управления нефтеперекачивающей станции

УДК 681.5:621.645

Обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т81	Белых Владислав Андреевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОАР ИШИТР	Семенов Николай Михайлович	-		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Верховская Марина Витальевна	К.Э.Н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД ШБИП	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н., доцент		

Нормоконтроль

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ОАР ИШИТР	Кучман Алена Владимировна	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Цавнин Алексей Владимирович	К.Т.Н., доцент		

Томск – 2023 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач.
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений.
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде.
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(-ых) языке(-ах).
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни.
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности.
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов.
УК(У)-9	Способен проявлять предприимчивость в практической деятельности, в т.ч. в рамках разработки коммерчески перспективного продукта на основе научно-технической идеи.
УК(У)-10	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности.
УК(У)-11	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению.
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен использовать основные закономерности, действующие в процессе изготовления продукции требуемого качества, заданного количества при наименьших затратах общественного труда.
ОПК(У)-2	Способен решать стандартные задачи профессиональной деятельности на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности.
ОПК(У)-3	Способен использовать современные информационные технологии, технику, прикладные программные средства при решении задач профессиональной деятельности.

Код компетенции	Наименование компетенции
ОПК(У)-4	Способен участвовать в разработке обобщенных вариантов решения проблем, связанных с автоматизацией производств, выборе на основе анализа вариантов оптимального прогнозирования последствий решения
ОПК(У)-5	Способен участвовать в разработке технической документации, связанной с профессиональной деятельностью.
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен собирать и анализировать исходные информационные данные для проектирования технологических процессов изготовления продукции, средств и систем автоматизации, контроля, технологического оснащения, диагностики, испытаний, управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством; участвовать в работах по расчету и проектированию процессов изготовления продукции и указанных средств и систем с использованием современных информационных технологий, методов и средств проектирования.
ПК(У)-2	Способен выбирать основные и вспомогательные материалы для изготовления изделий, способы реализации основных технологических процессов, аналитические и численные методы при разработке их математических моделей, методы стандартных испытаний по определению физико-механических свойств и технологических показателей материалов и готовых изделий, стандартные методы их проектирования, прогрессивные методы эксплуатации изделий.
ПК(У)-3	Готов применять способы рационального использования сырьевых, энергетических и других видов ресурсов, современные методы разработки малоотходных, энергосберегающих и экологически чистых технологий, средства автоматизации технологических процессов и производств.
ПК(У)-4	Способен участвовать в постановке целей проекта (программы), его задач при заданных критериях, целевых функциях, ограничениях, разработке структуры его взаимосвязей, определении приоритетов решения задач с учетом правовых и нравственных аспектов профессиональной деятельности, в разработке проектов изделий с учетом технологических, конструкторских, эксплуатационных, эстетических, экономических и управленческих параметров, в разработке проектов модернизации действующих производств, создании новых, в разработке средств и систем автоматизации, контроля, диагностики, испытаний, управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством в соответствии с техническими заданиями и использованием стандартных средств автоматизации расчетов и проектирования.
ПК(У)-5	Способен участвовать в разработке (на основе действующих стандартов и другой нормативной документации) проектной и рабочей технической документации в области автоматизации технологических процессов и производств, их эксплуатационному обслуживанию, управлению жизненным циклом продукции и ее качеством, в мероприятиях по контролю соответствия разрабатываемых проектов и технической

Код компетенции	Наименование компетенции
	документации действующим стандартам, техническим условиям и другим нормативным документам.
ПК(У)-6	Способен проводить диагностику состояния и динамики производственных объектов производств с использованием необходимых методов и средств анализа.
ПК(У)-7	Способен участвовать в разработке проектов по автоматизации производственных и технологических процессов, технических средств и систем автоматизации, контроля, диагностики, испытаний, управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством, в практическом освоении и совершенствовании данных процессов, средств и систем.
ПК(У)-8	Способен выполнять работы по автоматизации технологических процессов и производств, их обеспечению средствами автоматизации и управления, готовностью использовать современные методы и средства автоматизации, контроля, диагностики, испытаний и управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством.
ПК(У)-9	Способен определять номенклатуру параметров продукции и технологических процессов ее изготовления, подлежащих контролю и измерению, устанавливать оптимальные нормы точности продукции, измерений и достоверности контроля, разрабатывать локальные поверочные схемы и выполнять проверку и отладку систем и средств автоматизации технологических процессов, контроля, диагностики, испытаний, управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством, а также их ремонт и выбор; осваивать средства обеспечения автоматизации и управления.
ПК(У)-10	Способен проводить оценку уровня брака продукции, анализировать причины его появления, разрабатывать мероприятия по его предупреждению и устранению, по совершенствованию продукции, технологических процессов, средств автоматизации и управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством, систем экологического менеджмента предприятия, по сертификации продукции, процессов, средств автоматизации и управления.
ПК(У)-11	Способен участвовать: в разработке планов, программ, методик, связанных с автоматизацией технологических процессов и производств, управлением процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством, инструкций по эксплуатации оборудования, средств и систем автоматизации, управления и сертификации и другой текстовой документации, входящей в конструкторскую и технологическую документацию, в работах по экспертизе технической документации, надзору и контролю за состоянием технологических процессов, систем, средств автоматизации и управления, оборудования, выявлению их резервов, определению причин недостатков и возникающих неисправностей при эксплуатации, принятию мер по их устранению и повышению эффективности использования.
ПК(У)-18	Способен аккумулировать научно-техническую информацию, отечественный и зарубежный опыт в области автоматизации технологических процессов и производств, автоматизированного

Код компетенции	Наименование компетенции
	управления жизненным циклом продукции, компьютерных систем управления ее качеством.
ПК(У)-19	Способен участвовать в работах по моделированию продукции, технологических процессов, производств, средств и систем автоматизации, контроля, диагностики, испытаний и управления процессами, жизненным циклом продукции и ее качеством с использованием современных средств автоматизированного проектирования, по разработке алгоритмического и программного обеспечения средств и систем автоматизации и управления процессами.
ПК(У)-20	Способен проводить эксперименты по заданным методикам с обработкой и анализом их результатов, составлять описания выполненных исследований и подготавливать данные для разработки научных обзоров и публикаций.
ПК(У)-21	Способен составлять научные отчеты по выполненному заданию и участвовать во внедрении результатов исследований и разработок в области автоматизации технологических процессов и производств, автоматизированного управления жизненным циклом продукции и ее качеством.
ПК(У)-22	Способен участвовать: в разработке программ учебных дисциплин и курсов на основе изучения научной, технической и научно-методической литературы, а также собственных результатов исследований; в постановке и модернизации отдельных лабораторных работ и практикумов по дисциплинам профилей направления; способностью проводить отдельные виды аудиторных учебных занятий (лабораторные и практические), применять новые образовательные технологии, включая системы компьютерного и дистанционного обучения.

	- Разработка экранных форм управления насосом.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	<ul style="list-style-type: none"> - функциональная схема технологического процесса на НПС; - трёхуровневая структурная схема автоматизированной системы; - функциональная схема автоматизации; - схема внешних проводок; - результаты моделирования САР давления на выкиде насоса; - экранная форма SCADA-системы.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Социальная ответственность	Сечин Андрей Александрович, профессор, ООД ШБИП
Финансовый менеджмент	Верховская Марина Витальевна, к.э.н., доцент, ОСГН ШБИП

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	03.02.2023
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Семенов Н.М.	-		03.02.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т81	Белых В.А.		03.02.2023

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

Школа – Инженерная школа информационных технологий и робототехники
 Направление подготовки – 15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств
 Уровень образования – Бакалавриат
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение автоматизации и робототехники
 Период выполнения – Весенний семестр 2022 /2023 учебного года

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающемуся:

Группа	ФИО
3-8Т81	Белых Владиславу Андреевичу

Тема работы:

Модернизация автоматизированной системы управления нефтеперекачивающей станции
--

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
27.05.2023 г.	Основная часть ВКР	60
30.05.2023 г.	Раздел «Социальная ответственность»	20
30.05.2023 г.	Раздел «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	20

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОАР ИШИТР	Семенов Николай Михайлович	-		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

Обучающийся:

Группа	ФИО
3-8Т81	Белых Владиславу Андреевичу

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 89 страниц машинописного текста, 25 таблицы, 12 рисунков, 28 использованных источников, 5 приложений.

Объектом исследования является нефтеперекачивающая станция.

Цель данного исследования заключается в модернизации автоматизированной системы управления нефтеперекачивающей станции с использованием ПЛК.

В данном исследовании была разработана система контроля и управления технологическим процессом на базе промышленного контроллера ОВЕН ПЛК210.

Разработанная система может применяться в системах контроля, управления и сбора данных на различных промышленных предприятиях. Данная система позволит увеличить производительность, повысить точность и надежность измерений, сократить число аварий.

Перечень ключевых слов: НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩАЯ СТАНЦИЯ, УЗЕЛ ПОДКЛЮЧЕНИЯ СТАНЦИИ, АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА, НЕФТЬ, ПИД-РЕГУЛЯТОР, ПРОГРАМИРУЕМЫЙ ЛОГИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЛЕР, SCADA-СИСТЕМА.

Обозначения и сокращения

- АРМ – автоматизированное рабочее место;
- АС – автоматизированная система;
- АСУ – автоматизированная система управления;
- АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом;
- ОСС – операторно-структурная схема;
- ПЛК – программируемый логический контроллер;
- ФСА – функциональная схема автоматизации;
- КИПиА – контрольно-измерительные приборы и автоматика;
- НПС – нефтеперекачивающая станция;
- МДП – местный диспетчерский пункт;
- ЦДП – центральный диспетчерский пункт;
- УПС – узел подключения станции;
- ФГУ – фильтр грязеуловителей;
- РП – резервуарный парк;
- ПНС – подпорная нефтеперекачивающая станция;
- УУН – через узел учета нефти;
- МНА – магистральный насосный агрегат;
- КРД – камера регулирования давления;
- ТУ – технологический участок;
- МТ – магистральный трубопровод.

Определения

В работе используются следующие термины с соответствующими определениями:

Видеокадр: это область экрана, которая служит для отображения мнемосхем, трендов, табличных форм, окон управления, журналов и т.п.;

Мнемосхема: это представление технологической схемы в упрощенном виде на экране АРМ;

SCADA (англ. Supervisory Control And Data Acquisition – диспетчерское управление и сбор данных): под термином SCADA понимают инструментальную программу для разработки программного обеспечения систем управления технологическими процессами в реальном времени и сбора данных;

Объект управления: обобщающий термин кибернетики и теории автоматического управления, обозначающий устройство или динамический процесс, управление работой которого является целью создания системы автоматического управления;

Автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУ ТП): комплекс программных и технических средств, предназначенный для автоматизации управления технологическим оборудованием на предприятиях. Под АСУ ТП обычно понимается комплексное решение, обеспечивающее автоматизацию основных технологических операций на производстве в целом или каком-то его участке, выпускающем относительно законченный продукт;

Содержание

Реферат	9
Обозначения и сокращения	10
Определения.....	11
Введение	15
1. Техническое задание	17
1.1 Основные задачи и цели создания АСУ ТП.....	17
1.2 Назначение системы	17
1.3 Требования к техническому обеспечению	18
1.4 Требования к метрологическому обеспечению	19
1.5 Требования к программному обеспечению.....	20
1.6 Требования к информационному обеспечению.....	21
1.7 Требования к надежности системы.....	22
2. Основная часть.....	23
2.1 Состав и характеристика объекта.....	23
2.2 Описание технологического процесса.....	24
2.3 Разработка структурной схемы АС.....	26
2.4 Функциональная схема автоматизации	27
2.5 Выбор средств реализации.....	28
2.5.1 Выбор контроллерного оборудования	28
2.5.2 Выбор датчика давления.....	30
2.5.3 Выбор датчика температуры	31
2.5.4 Выбор датчика расхода.....	33
2.5.5 Выбор исполнительного механизма	35
2.6 Разработка схемы внешних проводок.....	37
2.7 Разработка алгоритмов управления	37
2.7.1 Разработка алгоритма пуска	38
2.7.2 Разработка алгоритма останова.....	38

2.7.3	Разработка алгоритма и программы работы автоматизированной системы	39
2.8	Алгоритм автоматического регулирования технологическим параметром давления в магистральной нефтепроводе	39
2.9	Разработка информационной части системы автоматизации.....	44
3.	Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	47
3.1	Технология QuaD	47
3.2	SWOT-анализ	48
3.3	Структура работ в рамках научного исследования	50
3.4	Определение трудоемкости выполнения работ	51
3.5	Расчет материальных затрат НТИ	55
3.5.1	Расчет амортизации оборудования	56
3.5.2	Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ... ..	57
3.6	Основная заработная плата исполнителей темы	58
3.6.1	Дополнительная заработная плата исполнителей темы	59
3.6.2	Отчисления во внебюджетные фонды.....	60
3.6.3	Накладные расходы.....	61
3.7	Определение ресурсоэффективности исследования	62
3.7.1	Интегральный показатель ресурсоэффективности	63
3.8	Выводы по разделу Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	65
4.	Социальная ответственность	68
4.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации.....	68
4.2	Производственная безопасность при эксплуатации	69
4.3	Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	70
4.3.1	Повышенный уровень шума.....	70
4.3.2	Неблагоприятный микроклимат на рабочем месте	71

4.3.3	Повышенный уровень электромагнитного излучения.....	72
4.3.4	Недостаточная освещенность рабочей зоны.....	73
4.3.5	Электробезопасность	74
4.3.6	Экологическая безопасность	75
4.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	77
4.5	Выводы по разделу социальная ответственность.....	78
	Заключение.....	80
	Приложение А (обязательное) Алгоритм сбора данных	85
	Приложение Б (обязательное) Алгоритм сбора данных.....	86
	Приложение В (обязательное) Структурная схема АС	87
	Приложение Г (обязательное) Функциональная схема автоматизации.....	88
	Приложение Д (обязательное) Схема внешних проводок.....	89

Введение

Автоматизация технологических процессов является одним из решающих факторов повышения производительности и улучшения условий труда. Все существующие и строящиеся промышленные объекты в той или иной степени оснащаются средствами автоматизации. Применение технических средств, экономико-математических методов и систем управления, освобождающих человека от участия в процессах получения, преобразования, передачи и использования энергии, материалов или информации, существенно уменьшают степень этого участия или трудоёмкость выполняемых операций. Требуется дополнительное применение датчиков (сенсоров), устройств ввода, управляющих устройств (контроллеров), исполнительных устройств, устройств вывода, использующих электронную технику и методы вычислений, иногда копирующие нервные и мыслительные функции человека.

В настоящее время различают четыре основные особенности автоматизации, которые обуславливают задачи и цели ее осуществления.

Первой особенностью автоматизации является возможность повышения производительности труда. Наряду с этим все чаще ставится вопрос о повышении качества и надежности производимой продукции.

Вторая особенность автоматизации обусловлена возможностью управления установкой или производственным процессом в опасных, труднодоступных или вообще недоступных для человека сферах (забой горных предприятий, химические реакторы, ядерные двигатели, атомные электростанции, космические приборы и аппараты и др.).

Третья особенность состоит в возможности замены человека машиной при решении задач, требующих трудоемких и длительных вычислений, а также сопоставления полученных результатов и оперативного логического реагирования.

К четвертой особенности относится повышение культурного и профессионального уровня обслуживающего персонала, в результате чего изменяется характер самого труда. Это имеет большое социальное значение и способствует стиранию граней между умственным и физическим трудом.

Целями выпускной квалификационной работы является систематизация и углубление теоретических и практических знаний в области проектирования автоматизированных систем объектов нефтегазовой отрасли, развитие навыков их практического применения, теоретических знаний при решении инженерных задач автоматизированного управления технологическим процессом в нефтегазовой отрасли.

1. Техническое задание

1.1 Основные задачи и цели создания АСУ ТП

Нефтеперекачивающие станции разделяют на головные и промежуточные. Головная НПС предназначена для приема нефти с установок по ее подготовке или нефтепродуктов с нефтеперерабатывающих заводов и перекачки их из емкости в магистральный трубопровод. Промежуточные НПС предназначены для повышения давления перекачиваемой жидкости в магистральном трубопроводе [1].

1.2 Назначение системы

Автоматизированная Система (АС) нефтеперекачивающей станции предназначена для автоматизации управления технологическими процессами перекачки нефти и работы вспомогательных систем в реальном масштабе времени в различных режимах работы, включая пуск и остановку.

Предлагаемая АСУ ТП нефтеперекачивающей станции предназначена для выполнения следующих функций:

- дистанционный сбор и отображение технологической информации на мнемосхемах;
- контроль технологических параметров и параметров состояния оборудования;
- управление технологическим оборудованием;
- оперативное выявление аварийных и предаварийных ситуаций, отклонений технологического процесса от заданных режимов;
- формирование сигнализации для оповещения персонала о выходе параметров техпроцесса за границы допуска и в аварийных ситуациях;
- технологические блокировки и автоматическая защита технологического оборудования при возникновении аварийных ситуаций;
- диагностика состояния системы;
- диагностика состояния каналов связи;
- регулирование давления (расхода) в магистральном нефтепроводе;

- связь с другими системами;
- хранение в базе данных и воспроизведение истории технологического процесса за заданный период времени;
- регистрация действий оператора;
- автоматическое включение резервного оборудования;
- учет наработки технологического оборудования [1].

1.3 Требования к техническому обеспечению

Оборудование, устанавливаемое на открытых площадках, в зависимости от зоны расположения объекта должно быть устойчивым к воздействию температур от минус 50 °С до плюс 50 °С и влажности не менее 80 % при температуре 35 °С.

Программно-технический комплекс АС должен допускать возможность наращивания, модернизации и развития системы, а также иметь резерв по каналам ввода/вывода не менее 20 %.

Датчики, используемые в системе, должны отвечать требованиям взрывобезопасности. При выборе датчиков следует использовать аппаратуру с искробезопасными цепями. Чувствительные элементы датчиков, соприкасающиеся с сероводородсодержащей или другой агрессивной средой, должны быть выполнены из коррозионностойких материалов либо для их защиты необходимо использовать разделители сред.

Степень защиты технических средств от пыли и влаги должна быть не менее IP56. [29]

Показатели надежности датчиков общепромышленного назначения рекомендуется выбирать, ориентируясь на показатели мирового уровня и лучшие образцы отечественных изделий, а именно:

- время наработки на отказ не менее 100 тыс. час;
- срок службы не менее 10 лет.

Контроллеры должны иметь модульную архитектуру, позволяющую свободную компоновку каналов ввода / вывода. При необходимости ввода

сигналов с датчиков, находящихся во взрывоопасной среде, допускается использовать как модули с искробезопасными входными цепями, так и внешние барьеры искробезопасности, размещаемые в отдельном конструктиве.

Контроль уровня в емкостях с нефтью должен производиться не менее, чем тремя независимыми датчиками с сигнализацией верхнего предельного уровня не менее, чем от двух измерителей [2].

1.4 Требования к метрологическому обеспечению

К измерительным каналам системы автоматизации НПС относятся каналы измерения:

- давления нефти на приеме НПС, давление в коллекторе НПС, давление на выкиде НПС до и после органа регулирования;
- давления масла (воды, пенораствора, воздуха) во вспомогательных системах;
- температуры (подшипников агрегата, корпуса насоса, обмоток электродвигателя);
- температуры нефти;
- вибрации агрегата;
- осевого смещения радиально-упорного подшипника;
- загазованности помещения;
- расхода нефти;
- силы тока, напряжения, мощности.

Измерительные каналы должны обеспечивать получение результатов нормируемой точностью. Аппаратура, входящая в состав измерительного канала (чувствительные элементы, датчики, усилители, блоки преобразования), должны иметь сертификаты утверждения типа средств измерений Госстандарта России.

Нормированными метрологическими характеристиками (ГОСТ 23222) являются основная погрешность и дополнительная погрешность.

Основная погрешность измерительных каналов не должна превышать значений, в процентах:

- давления нефти – 0,6;
- давления вспомогательных систем – 1,0;
- температуры нефти – 0,5;
- температуры (подшипников агрегата, корпуса насоса, обмоток электродвигателя) – 2,0;
- расхода нефти – 0,25 (для коммерческого учета), 0,6 (для оперативного учета);
- силы тока, напряжения, мощности – 1,0;
- вибрации – 10,0;
- осевого смещения – 10,0;
- загазованности – 5,0.

Дополнительная погрешность не должна превышать половины основной погрешности при изменении температуры окружающей среды во всем диапазоне рабочих температур и отклонении напряжения питания в допустимых пределах [2].

1.5 Требования к программному обеспечению

Программное обеспечение (ПО) АС включает в себя:

- системное ПО (операционные системы);
- инструментальное ПО;
- общее (базовое) прикладное ПО;
- специальное прикладное ПО.

Программное обеспечение (ПО) должно выполнять логические и вычислительные операции по реализации функций сбора, обработки, хранения, управления, передачи и представления данных в соответствии с функциями системы автоматизации и включать: общесистемное, прикладное, специальное ПО и программы тестового контроля.

Пакет прикладных программ должен разрабатываться с использованием базового комплекта программ, включающего автоматизацию описания параметров, набора стандартных логических и вычислительных функций.

Программирование контроллеров должно выполняться на языках программирования, предусмотренных стандартами.

Прикладное ПО должно быть открытым для дальнейшего расширения и модернизации.

Пакет программ тестового контроля должен обеспечить проверку сохранности информации и работоспособности технических средств, входящих в состав системы автоматизации [2].

1.6 Требования к информационному обеспечению

По результатам проектирования должны быть представлены:

- состав, структура и способы организации данных в АС;
- порядок информационного обмена между компонентами и составными частями АС;
- структура процесса сбора, обработки, передачи информации в АС;
- информация по визуальному представлению данных и результатам мониторинга.

В состав информационного обеспечения должны входить:

- унифицированная система электронных документов, выраженная в виде набора форм статистической отчетности;
- распределенная структурированная база данных, хранящая систему объектов;
- средства ведения и управления базами данных [2].

1.7 Требования к надежности системы

Отказом функции защиты считается необнаружение системой автоматизации аварийного события, предусмотренного проектными решениями, при реальном наступлении заданных условий, либо несоответствующее проектным решениям формирование команд управления оборудованием при наличии реально наступившего аварийного события.

Отказом функции управления считается самопроизвольное формирование команд управления оборудованием, не предусмотренных проектными решениями для соответствующей ситуации, либо отказ в формировании команд управления оборудованием при наличии команд оператора (диспетчера), не противоречащих предусмотренным проектными решениями условиям блокировок.

Отказом информационной функции считается отсутствие актуального дискретного сигнала или искажение измеренного значения физической величины на устройствах отображения или выходных интерфейсах.

Срок службы систем автоматизации должен составлять не менее 10 лет [2].

2. Основная часть

2.1 Состав и характеристика объекта

Насосные агрегаты, входящие в состав насосной, закачивают нефть в нефтепровод, конечной точкой которого является нефтеперерабатывающий завод. Нефтепроводы сооружаются для перекачки больших объемов нефти на десятки и тысячи километров, поэтому в голове трубы необходимо создавать высокое давление.

Насосная выполнена в виде здания, внутри которого смонтированы насосные агрегаты и все необходимое оборудование. Основным технологическим оборудованием насосной являются насосные агрегаты, которые предназначен для перекачки нефти.

В состав обвязки каждого насосного агрегата входят:

- приемные и нагнетательные трубопроводы;
- запорная арматура;
- обратные клапаны на нагнетательных линиях;
- трубопроводы дренажной системы с арматурой;
- система смазки подшипников насосов и двигателей маслом [3].

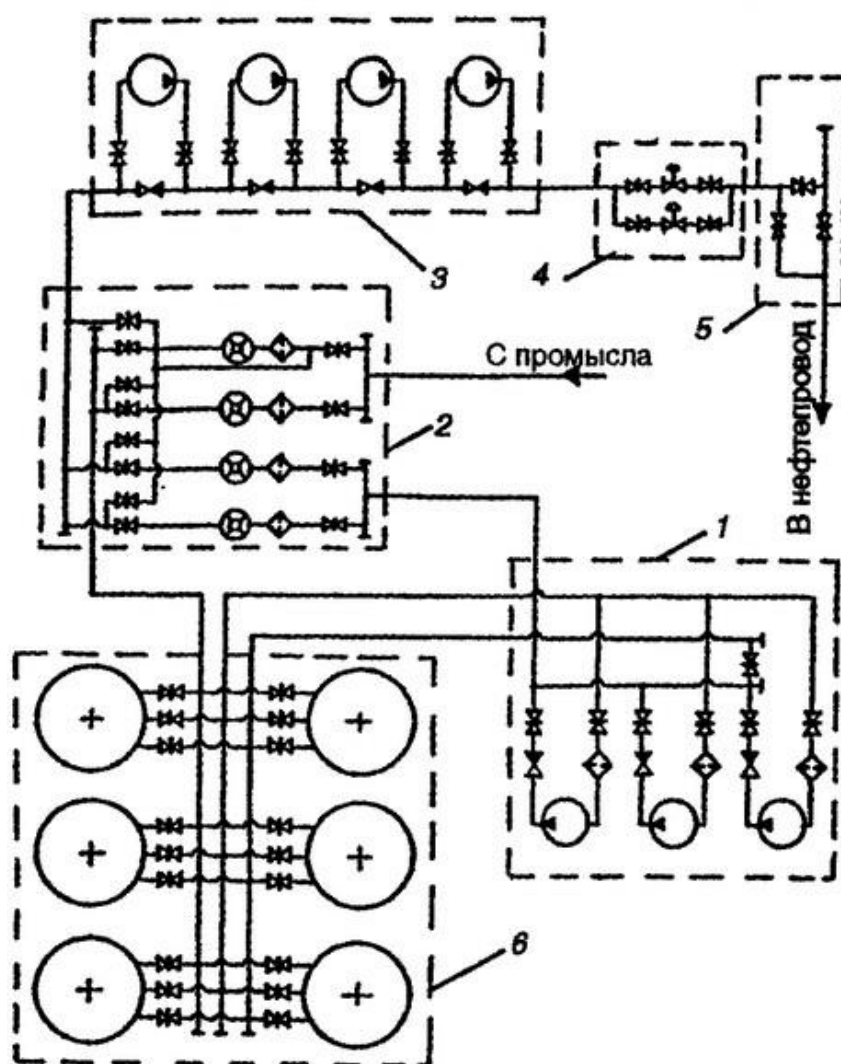
Технические характеристики НПС:

- давление на входе (0 – 1,8) МПа;
- давление на выходе (3,5 – 4) МПа;
- рабочая среда – нефть;
- производительность 1250 м³/ч;
- количество основных насосов 2 шт.;
- количество резервных насосов 2 шт.;
- температура рабочей среды от минус 5 до плюс 80 °С;
- температура окружающей среды от минус 50 до плюс 50 °С;
- класс по взрывоопасности по ПУЭ – В-1а;
- климатическое исполнение – УХЛ [3].

2.2 Описание технологического процесса

НПС – это сложный комплекс инженерных сооружений, предназначенных для обеспечения перекачки определенного количества нефти и нефтепродуктов. Транспортировка сырой нефти осуществляется по сети трубопроводов, которые поставляют нефть от скважин к хранилищам на промысле или к магистральным терминалам.

Технологическая схема головной перекачивающей станции (ГНПС) представлена на рисунке 1.



1 – подпорная насосная; 2 – площадка фильтров и счётчиков; 3 – магистральная насосная; 4 – камера регуляторов давления; 5 – камера пуска очистительных устройств; 6 – резервуарный парк.

Рисунок 1 - Технологическая схема ГНПС

Нефть, проходя через узел подключения станции (УПС), направляется на площадку фильтров грязеуловителей (ФГУ).

УПС предназначается для подключения НПС к магистральному нефтепроводу и приёма, запуска очистных, разделительных и диагностических устройств. На ФГУ осуществляется очистка транспортируемой по нефтепроводам нефти от посторонних веществ. Очищенная нефть поступает в резервуарный парк (РП).

РП НПС предназначен для создания запасов нефти с целью обеспечения бесперебойной работы трубопровода в случае прекращения или неравномерной поставки нефти с промысла, а также для приема нефти при аварийных или плановых остановках перекачки. Далее нефть направляется на ПНС. В случае, когда все резервуары заполнены, нефть направляется на ПНС, минуя РП.

ПНС используется для создания определенного давления на приеме магистрального насоса, чтобы избежать возникновения зон пониженного давления. Далее нефть, пройдя через узел учета нефти (УУН), где осуществляется измерения количества и показателей качества нефти. После узла чета, при заданном на ПНС давлении нефть поступает в МНС

МНА на МНС создают основной напор, необходимый, для дальнейшей транспортировки нефти по магистральному трубопроводу. За МНС находится КРД, которая регулирует выходное давление станции путем дросселирования, а именно регулированием степени открытия заслонок КРД [4].

2.3 Разработка структурной схемы АС

Структурная схема нефтеперекачивающей станции – структура автоматизированной системы, построенная по трёхуровневому иерархическому принципу.

На нижнем уровне находится полевое оборудование: датчики, исполнительные механизмы и их вторичные приборы, щиты станций управления. В задачи оборудования этого уровня входит измерение физических параметров и их преобразование в стандартные типы электрических сигналов, получение управляющих сигналов от оборудования среднего уровня (контроллеры) и непосредственное управление технологическим оборудованием в соответствии с этими сигналами.

Средний уровень создается с применением высокопроизводительных программируемых логических контроллеров с распределенной системой ввода-вывода.

На верхнем уровне осуществляется централизованный контроль и управление технологическим процессом. В состав оборудования верхнего уровня входят рабочие станции операторов-технологов (автоматизированные рабочие места) и серверы [5].

2.4 Функциональная схема автоматизации

Функциональная схема автоматизации является техническим документом, определяющим функционально-блочную структуру отдельных узлов автоматического контроля, управления и регулирования технологического процесса и оснащения объекта управления приборами и средствами автоматизации. На функциональной схеме изображаются системы автоматического контроля, регулирования, дистанционного управления, сигнализации.

Все элементы систем управления показываются в виде условных изображений и объединяются в единую систему линиями функциональной связи. Функциональная схема автоматического контроля и управления содержит упрощенное изображение технологической схемы автоматизируемого процесса. Оборудование на схеме показывается в виде условных изображений.

При разработке функциональной схемы автоматизации технологического процесса решены следующие задачи:

- задача получения первичной информации о состоянии технологического процесса и оборудования;
- задача непосредственного воздействия на технологический процесс для управления им и стабилизации технологических параметров процесса;
- задача контроля и регистрации технологических параметров процессов и состояния технологического оборудования [6].

2.5 Выбор средств реализации

2.5.1 Выбор контроллерного оборудования

Программируемый контроллер – специальная разновидность электронной вычислительной машины. Чаще всего ПЛК используют для автоматизации технологических процессов. В качестве основного режима работы ПЛК выступает его длительное автономное использование, зачастую в неблагоприятных условиях окружающей среды, без серьёзного обслуживания и практически без вмешательства человека.

Для автоматизации НПС были рассмотрены два ПЛК:

- ОВЕН ПЛК210;
- R-AT-MM/RTU32.

Овен ПЛК210 и R-AT-MM/RTU32 – это модульные программируемые контроллер, предназначенные для построения систем автоматизации низкой и средней степени сложности. Модульная конструкция данных ПЛК, работа с естественным охлаждением, возможность применения структур локального и распределенного ввода- вывода, широкие коммуникационные возможности, множество функций, поддерживаемых на уровне операционной системы, удобство эксплуатации и обслуживания обеспечивают возможность получения рентабельных решений для построения систем автоматического управления в различных областях промышленного производства. Эффективному применению рассматриваемых контроллеров способствует: возможность использования нескольких типов центральных процессоров различной производительности, наличие широкой гаммы модулей ввода-вывода дискретных и аналоговых сигналов, функциональных модулей и коммуникационных процессоров [7].

Таблица 1 – Сравнительные характеристики ПЛК

Название	Овен ПЛК210	R-AT-MM/RTU32
Рабочая температура	От минус 40 до плюс 55°C	От минус 40 до плюс 60°C
Среда разработки	CODESYS	DebitCalc
Напряжение питания, В	DC 10÷48	DC 18÷24
Интерфейсы	RS-232 RS-485 Ethernet	RS-485 RS-232 Ethernet USB
Время одного цикла, мс	1	1
Количество входов/выходов	32 DI 32 DO 16 AI 8 AO	12 DI 4 DO 10 AI 2 AO
Средний срок службы	10 лет	8 лет
Цена	55 000 руб.	60 000 руб.

Было принято решение об установке отечественного контроллера Овен ПЛК210.

Овен ПЛК210 изображен на рисунке 2.



Рисунок 2 – Овен ПЛК210

2.5.2 Выбор датчика давления

Для измерения давления на входе и выходе насосных агрегатов выбран датчик давления. Ниже представлена таблица 2 сравнения для выбора датчика давления.

Таблица 2 – Сравнительные характеристики датчика давления

Название	Метран 150	Элемер-АИР-30
Предел измерения	До 60 МПа	До 60 МПа
Точность	$\pm 0,075 \%$	$\pm 0,075 \%$
Выходной сигнал	(4 – 20) мА с HART протоколом; (0 – 5) мА.	(4 – 20) мА с HART протоколом; (0 – 5) мА.
Взрывозащита	1ExdIICT6	ExdIICT6-X
Температура окружающей среды	от минус 40 до плюс 80°C	от минус 40 до плюс 70°C
Средний срок службы	15 лет	10 лет
Цена	От 30 000 руб.	От 37 000 руб.

Из сравнительного анализа представленных датчиков было принято решение о выборе Метран-150. Он удовлетворяет всем требованиям к техническому, метрологическому обеспечению, а также к требованиям надежности. При этом обладает самой низкой ценой среди вариантов. [8].

Внешний вид датчика давления Метран-150 представлен на рисунке 3.



Рисунок 3 – датчик давления Метран-150

2.5.3 Выбор датчика температуры

Для измерения температуры подшипников электродвигателей и насосных агрегатов были рассмотрены следующие варианты:

- Метран ТСМУ-205Ех.
- WIKA TR10-F.
- ОВЕН ДТПК-И.

Таблица 3 – Сравнительный анализ датчиков температуры

	Метран ТСМУ-205Ех	WIKA TR10-F	ОВЕН ДТПК-И
Измеряемые среды	Нейтральные агрессивные среды, поверхности твердых тел	Нейтральные агрессивные среды	Нейтральные агрессивные среды
Диапазон измеряемых температур	(минус 50-180) °С	(минус 200-600) °С	(минус 50-150) °С
Предел допустимой погрешности	0,25 %	0,1 %	0,25 %
Потребляемая мощность	0,5 Вт	1 Вт	-

Продолжение таблицы 3 – Сравнительный анализ температуры

Выходной сигнал	(4-20) мА	(4-20) мА HART	(4-20) мА HART
Взрывозащищенность	ExdIICT6	EExiaIICT6	ExdIICT6
Срок службы	7 лет	5 лет	5 лет
Цена	7000 руб.	11000 руб.	9000 руб.

Из сравнительного анализа представленных датчиков температуры был выбран Метран ТСМУ-205Ех. Он удовлетворяет всем требованиям к техническому, метрологическому обеспечению, а также к требованиям надежности. При этом обладает самой низкой ценой среди вариантов и. Имеет возможность установки на поверхности подшипников.

Внешний вид датчика температуры Метран ТСМУ-205Ех представлен на рисунке 4



Рисунок 4 – Датчик температуры Метран ТСМУ-205Ех

Термопреобразователи обеспечивают непрерывное преобразование температуры в унифицированный сигнал постоянного тока (4-20) мА, Предназначенного для работы в системах автоматического контроля, регулирования и управления технологическими процессами.

Термопреобразователи состоят из первичного преобразователя температуры (ПП) и измерительного преобразователя (ИП). В качестве

первичных преобразователей температуры используются термопреобразователи сопротивления 100М и Pt100 или термоэлектрические преобразователи ТХА (К). ИП предназначен для преобразования сигнала от первичного преобразователя в токовый выходной сигнал [9].

2.5.4 Выбор датчика расхода

Для выбора датчика расхода было рассмотрено два варианта:

- ЭМИС-ВИХРЬ 200.
- Взлет ППД.

Сравнительный анализ датчиков расхода представлен в таблице 4.

Таблица 4 – Сравнительный анализ датчика расхода

	ЭМИС-ВИХРЬ 200	Взлет ППД
Тип датчика	Вихревой	Электромагнитный
Измеряемая среды	жидкости	жидкости
Диапазон пределов измерений, м ³ /ч	8-250	5-760
Предел допустимой погрешности	± 0,5 %	± 0,1 %
Выходной сигнал	(4 – 20) мА, Modbus RTU	RS-485, частотный
Взрывозащита	Exdib[iaGa]IIC	2ExemIIT4 X
Цена	40 000руб.	28 000 руб.

Из сравнительного анализа представленных датчиков расхода был выбран Взлет ППД. Он удовлетворяет всем требованиям к техническому, метрологическому обеспечению, а также к требованиям надежности. При этом обладает самой низкой ценной среди вариантов.

Расходомер-счетчик электромагнитный «ВЗЛЕТ ППД» предназначен для измерения среднего объемного расхода и объема жидкостей в широком диапазоне температур и проводимостей, в том числе, минерализованной обратной воды. Основная сфера применения расходомера «ВЗЛЕТ ППД» – системы поддержания пластового давления на нефтепромыслах.

Внешний вид датчика расхода Взлет ППД представлен на рисунке 5.



Рисунок 5 – Расходомер Взлет ППД

Принцип работы расходомера основан на измерении электродвижущей силы (ЭДС) индукции, возникающей в объеме электропроводящей жидкости, движущейся в магнитном поле, создаваемом электромагнитной системой во внутренней полости проточной части первичного преобразователя расхода. Электромагнитный первичный преобразователь расхода (ППР) представляет собой полый магнитопроницаемый цилиндр, снаружи которого размещены обмотки электромагнита. Внутренняя поверхность цилиндра имеет электроизоляционное покрытие. Для съема измерительного сигнала в стенках цилиндра диаметрально расположены два электрода, контактирующие с контролируемой жидкостью.

Расходомер состоит из электромагнитного первичного преобразователя расхода и вторичного преобразователя (микропроцессорного блока электроники) – блока измерения. В корпусе блока измерения установлена плата модуля обработки. Плата модуля индикации в расходомере установлена на переднюю панель и соединяется с модулем обработки шлейфом. Модуль обработки блока измерения обеспечивает:

- питание обмоток электромагнита;

- прием и обработку измерительного сигнала (ЭДС индукции), определение среднего объемного расхода;
- преобразование измеренного среднего объемного расхода в последовательность выходных импульсных сигналов;
- определение направления потока и выдачу сигнала направления потока в виде уровня логического сигнала;
- накопление объема и времени наработки нарастающим итогом;
- диагностику работы прибора;
- хранение установочных и накопленных данных;
- обмен по последовательному интерфейсу RS-485 [10].

2.5.5 Выбор исполнительного механизма

Регулирующий клапан является исполнительным устройством, для нашего исследования – это единственное исполнительное устройство. Исполнительным устройством называется устройство в системе управления, непосредственно реализующее управляющее воздействие со стороны регулятора на объект управления путем механического перемещения регулирующего органа.

Для выбора исполнительного устройства было рассмотрено два устройства:

- 25с947нж.
- TRV ST Regada.

Сравнительный анализ исполнительного устройства представлен в таблице 5.

Таблица 5- Сравнительный анализ исполнительных устройств

	25с947нж	TRV ST Regada
Напряжение питания, В	24	24
Рабочая температура, °С	От минус 40 до плюс 450 °С	От минус 40 до плюс 225 °С

Продолжение таблицы – 5 Сравнительный анализ исполнительных устройств

Средний срок службы	10 лет	10 лет
Выходной сигнал	(4-20) мА	(4-20) мА
Пропускная способность, м ³ /ч	2500	2000
цена	40 000 руб.	50 000 руб.

Из сравнительного анализа исполнительных устройств было принято решение в пользу 25с947нж. Он удовлетворяет всем требованиям к техническому, метрологическому обеспечению, а также к требованиям надежности. При этом обладает самой низкой ценной среди вариантов [10],

Исполнительное устройство 25с947нж предназначено для автоматического регулирования потоков рабочей среды в трубопроводах.

Исполнительный механизм 25с947нж представлен на рисунке 6



Рисунок 6 – Исполнительный механизм 25с947нж

2.6 Разработка схемы внешних проводок

Для передачи сигналов с датчиков давления, температуры, уровня, расхода и перепада давления был выбран кабель КВВГ.

Расшифровка аббревиатуры кабеля КВВГ:

- К – кабель контрольный;
- В – (первая) проводники изготовлены из ПВХ-пластика;
- В – (вторая) жилы помещены в ПВХ-оболочку;
- Г – кабель не имеет внешнего защитного слоя.

Кабель КВВГ для неподвижного присоединения к электрическим приборам, аппаратам и распределительным устройствам с номинальным переменным напряжением до 660 В частотой до 100 Гц или постоянным напряжением до 1000 В при температуре окружающей среды от -50 °С до +50 °С [12].

2.7 Разработка алгоритмов управления

Алгоритм является унифицированным для всех насосов. Конфигурационные данные заполняются и подтверждаются для каждого насоса индивидуально. Неподтвержденные сигналы исключаются из обработки на всех стадиях алгоритма.

Технологический режим работы ТУ МТ характеризуется значениями следующих основных параметров:

- производительность перекачки;
- объем подкачки (отбора);
- количество, тип и номер работающих подпорных и магистральных насосных агрегатов на каждой ПС;
- рабочее давление на приеме и на выходе каждой ПС, а при применении регулятора давления дополнительно задается значение рабочего давления в коллекторе магистральных насосных агрегатов ПС [30].

Разрешенное давление по участкам МТ устанавливается с учетом раскладки труб и их фактического состояния. Рабочее давление на участке МТ

на всех режимах работы МТ должно быть не выше максимально разрешенного давления.

В автоматизированных системах используются различные алгоритмы, такие как:

- алгоритмы запуска / останов технологического оборудования;
- ПИД-алгоритм для автоматического регулирования технологических параметров;
- алгоритмы централизованного управления.

При выполнении блок-схем алгоритмов (приложения А – Б) использовались элементы согласно ГОСТ 19.701-90 [13].

2.7.1 Разработка алгоритма пуска

Анализируется готовность к пуску. Алгоритм запускает и открывает клапан.

Алгоритм состоит из следующих шагов:

- Проверка поступления команды от оператора, если да, то насос запущен, если нет, то ничего не происходит.
- Проверка давления на всасывающей линии (наличие нефти), если давление не в норме, то выдается указание о пониженном давлении.
- Команда на клапан для открытия.
- Команда на привод для запуска.

2.7.2 Разработка алгоритма останова

Данный алгоритм останавливает насосный агрегат и закрывает клапан.

Алгоритм состоит из следующих шагов:

- Проверка поступления команды от оператора, если нет, то ничего не происходит.
- Команда на клапан закрытия.
- Остановка насосного агрегата.

2.7.3 Разработка алгоритма и программы работы автоматизированной системы

В качестве канала измерения выберем канал измерения давления на входе/выходе трубопровода НПС. Для данного канала разберем алгоритм сбора данных. Алгоритм сбора данных давления на входе/выходе трубопровода НПС представлен в приложении А.

Данный алгоритм реализуется в функционале среднего уровня АС (в ПЛК). Последовательность работы АС по данному алгоритму:

- опрос показания датчика давления;
- считывание аналогового сигнала (4-20) мА с модуля ввода-вывода ПЛК;
- сравнение с предыдущим значением;
- в случае изменения значения отправляются новые данные на верхний уровень (SCADA) для отображения на экране;
- проверка нового значения нахождение в диапазоне допустимых значений;
- вывод информации на верхнем уровне (SCADA) о недопустимых значениях давления [14].

В качестве технологического оборудования выберем насосы для перекачки нефти. Для выбранного технологического оборудования разработаем алгоритм пуска/останова. Алгоритм пуска/останова насосных агрегатов НПС представлен в приложении Б.

2.8 Алгоритм автоматического регулирования технологическим параметром давления в магистрали нефтепровода

В качестве регулируемой величины выступает давление в магистрали нефтепровода. В качестве алгоритма регулирования используется ПИД-закон.

Структурная схема автоматического регулирования (рисунок 8) состоит из: входного воздействия (уставка), ПЛК (реализующий функцию ПИД-регулятора), мотора редуктора, штока, регулирующего клапана, объект

управления (трубопровод), датчика давления с масштабирующим звеном (является обратной связью).

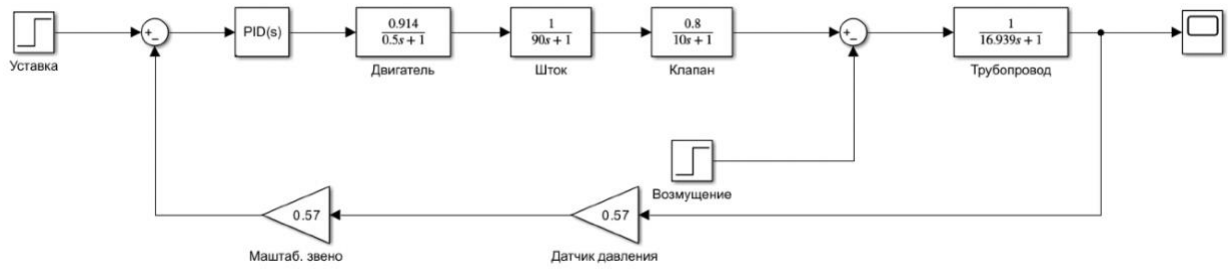


Рисунок 8- структурная схема системы автоматического регулирования давления с возмущением

Объектом управления является участок магистрали нефтепровода. Оператор задает давление, которое необходимо поддерживать в нефтепроводе.

Это значение подается в ПЛК, где происходит сравнение его со значением текущего давления, полученного с датчика давления. Затем происходит формирование выходного сигнала, этот сигнал подается на двигатель, который меняет площадь проходного сечения клапана.

Рассмотрим передаточные функции звеньев, входящих в данную модель [31].

Передаточная функция трубопровода описывается апериодическим звеном первого порядка по формуле (1):

$$W_{\text{тр}} = \frac{k_{\text{тр}}}{T_{\text{тр}} \cdot s + 1}, \quad (1)$$

где $W_{\text{тр}}$ – передаточная функция трубопровода;

$k_{\text{тр}}$ – коэффициент передачи трубопровода, равен 1 МПа · час/м³;

$T_{\text{тр}}$ – постоянная времени трубопровода, с;

s – оператор Лапласа.

Постоянная времени трубопровода определяется по формулам (2-4):

$$T_{\text{тр}} = \frac{L}{v}, \quad (2)$$

Где L – длина участка трубопровода между точкой измерения и точкой регулирования;

v – скорость потока.

$$v = \frac{Q}{S}, \quad (3)$$

Где Q – объемный расход;

S – площадь сечения трубы.

$$S = \frac{\pi \cdot d^2}{4}, \quad (4)$$

d – диаметр трубы.

Характеристика трубопровода приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Характеристики трубопровода

Характеристика	Значение
Диаметр трубы D	0,5 м
Объемный расход Q	1250 м ³ /ч
Длина участка L	30 м

Произведем необходимые расчеты:

$$S = \frac{3,14 \cdot 0,25^2}{4} = 0,196 \text{ м}^2,$$

$$v = \frac{1250}{0,196} = 6377,551 \text{ м/ч} = 1,771 \text{ м/с},$$

$$T_{\text{тр}} = \frac{30}{1,771} = 16,939 \text{ с}.$$

Получаем передаточную функцию трубопровода:

$$W_{\text{тр}} = \frac{1}{16,939 \cdot s + 1},$$

Передаточную функцию двигателя опишем апериодическим звеном первого порядка по формуле (6):

$$W_{\text{дв}} = \frac{k_{\text{дв}}}{T_{\text{дв}} \cdot s + 1}, \quad (5)$$

Где $W_{\text{дв}}$ – передаточная функция двигателя;

$k_{\text{дв}}$ – коэффициент передачи двигателя, об/сек·Гц;

$T_{\text{дв}}$ – постоянная времени двигателя.

Необходимые характеристики двигателя приведены в таблице 8.

Таблица 8- Характеристика двигателя

Характеристика	Значение
Рабочий ход, l	50 мм
Скорость управления, $v_{дв}$	32 мм/ мин
Время закрытия, $t_{дв}$	90 с

Коэффициент передачи двигателя определяется как отношение угловой скорости $v_{дв}$ к токовому сигналу с контроллера по формуле (6):

$$k_{дв} = \frac{v_{дв}}{k_{тп}}, \quad (6)$$

$$k_{дв} = \frac{32}{35} = 0,914 \text{ мм}/(\text{мин} \cdot \text{мА}),$$

Постоянную времени двигателя примем равной $T_{дв}$ равно 0,5 с и получим передаточную функцию двигателя:

$$W_{дв} = \frac{0,914}{0,5 \cdot s + 1},$$

Передаточная функция штока (7):

$$W_{ш} = \frac{1}{T_{ш} \cdot s}, \quad (7)$$

где $W_{ш}$ – передаточная функция штока;

$T_{ш}$ – постоянная времени штока, с.

Постоянная времени штока определяется из значения времени полного хода штока и равна 90 с. Получим передаточную функцию штока:

$$W_{ш} = \frac{1}{90 \cdot s},$$

Клапан опишем аperiodическим звеном первого порядка по формуле (8):

$$W_{кл} = \frac{k_{кл}}{T_{кл} \cdot s + 1}, \quad (8)$$

Где $W_{кл}$ – передаточная функция клапана;

$k_{кл}$ – коэффициент передачи клапана, МПа/мм;

$T_{кл}$ – постоянная времени клапана, с.

Коэффициент передачи клапана определяется, как отношение максимального давления к ходу штока по формуле (9):

$$k_{\text{кл}} = \frac{P_{\text{max}}}{l}, \quad (9)$$

$$k_{\text{кл}} = \frac{40}{50} = 0,8 \text{ МПа/мм},$$

Постоянную времени клапана примем равной 10 с. Тогда передаточная функция клапана:

$$W_{\text{кл}} = \frac{0,8}{10 \cdot s + 1},$$

Датчик давления преобразует значения в токовый сигнал.

Передаточная функция датчика давления (10):

:

$$W_{\text{дд}} = k_{\text{дд}} = \frac{I_{\text{max}}}{P_{\text{max}}}, \quad (10)$$

где $W_{\text{дд}}$ – передаточная функция датчика давления;

$k_{\text{дд}}$ – коэффициент передачи датчика давления, мА/МПа,

$$W_{\text{дд}} = \frac{20}{35} = 0,57 \text{ мА/МПа}.$$

Передаточная функция масштабирующего коэффициента будет обратной к передаточной функции датчика давления, т.к. с помощью данного коэффициента ПЛК восстанавливает значения давления из токового сигнала по формуле (11):

$$W_{\text{масш}} = \frac{P}{I}, \quad (11)$$

Где $W_{\text{масш}}$ – передаточная функция масштабирующего коэффициента;

$$W_{\text{масш}} = \frac{20}{30} = 0,6 \frac{\text{МПа}}{\text{мА}}.$$

График переходного процесса с возмущением представлен на рисунке 9.

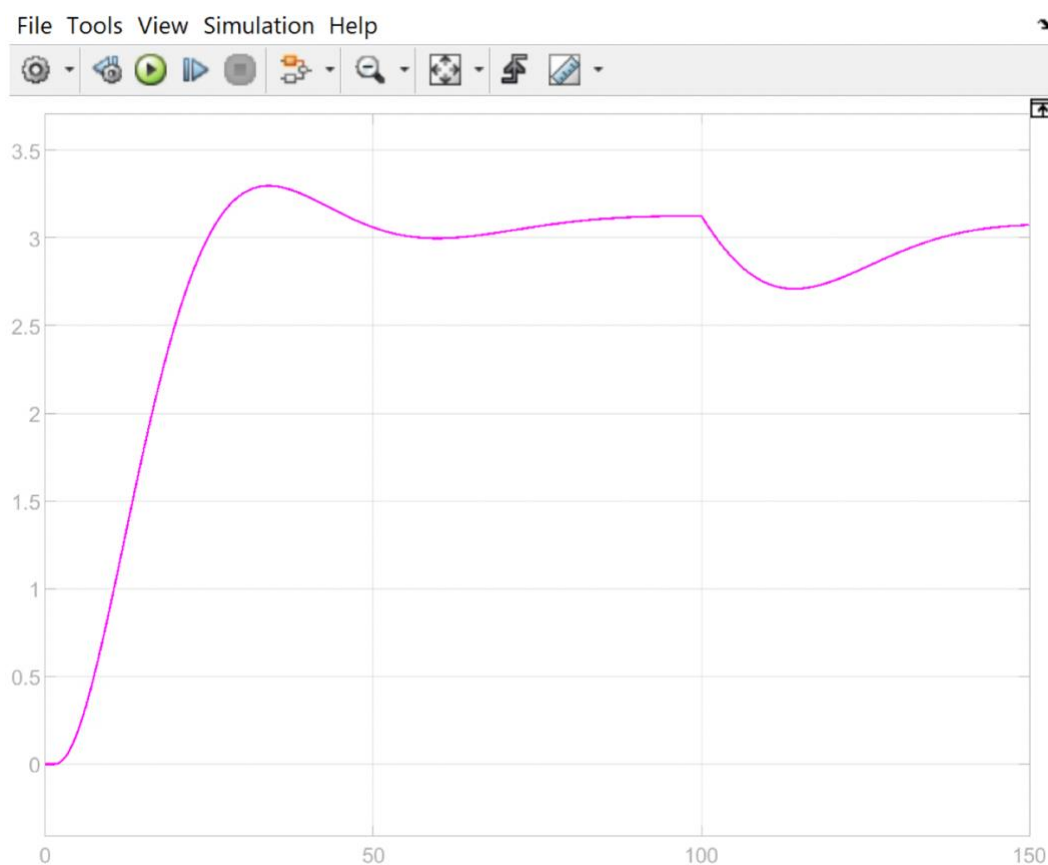


Рисунок 9 – График переходного процесса с возмущением контура регулирования давления

На графике переходного процесса видно, как система обрабатывает возмущение и стабилизирует значение давления в магистрали на заданном значении. Данную систему можно использовать как систему стабилизации давления [15].

2.9 Разработка информационной части системы автоматизации

Мнемосхема была разработана в программном обеспечении TRACE MODE 6. Данная программа использовалась для автоматизации и оперативного реагирования на изменения технологического процесса МНС.

При помощи мнемосхемы можно отследить тренды давления трубопровода, расхода нефти, работу насосов. Обеспечивается актуальное информирование о состоянии средств КИПиА и технологических объектов.

Мнемосхема, которая отображается на АРМ оператора, представлена на рисунке 10.

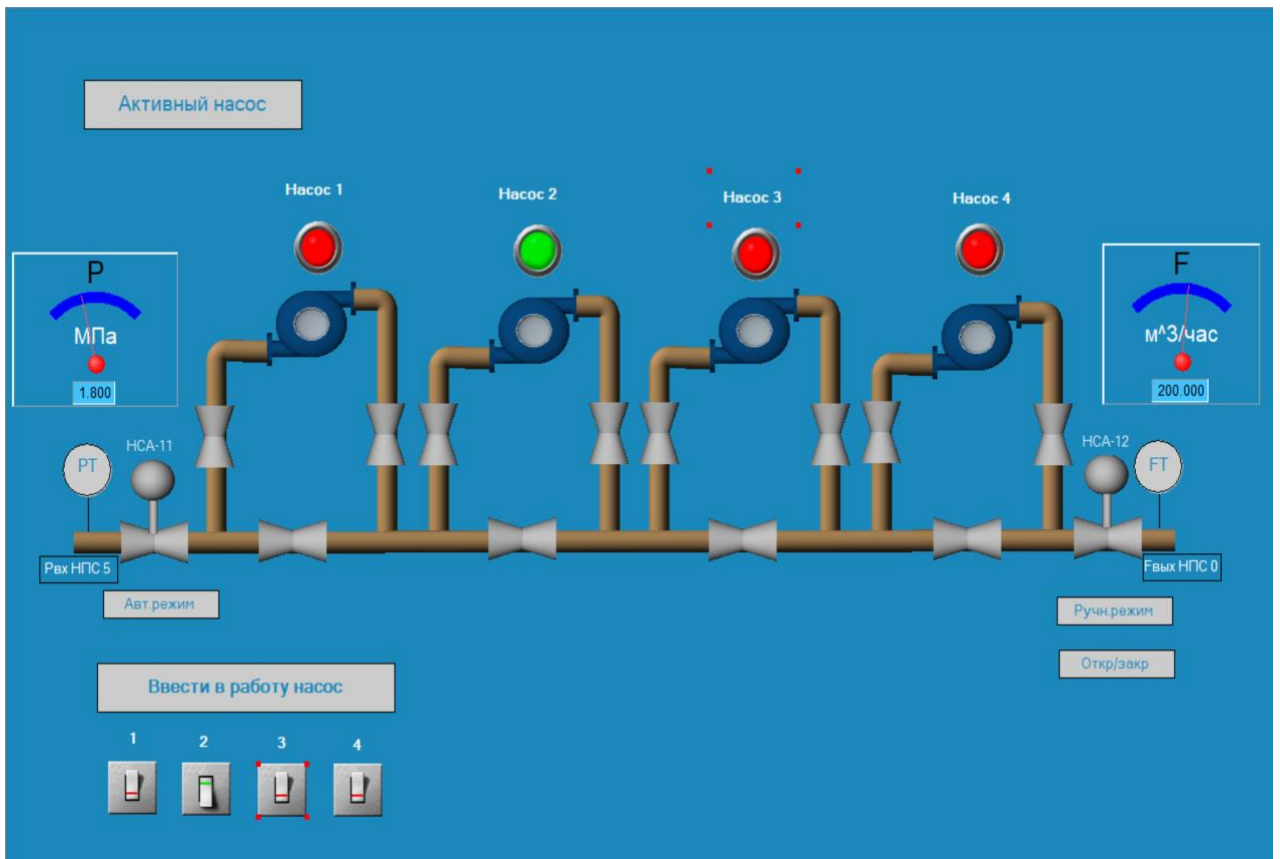


Рисунок 10 – экранная форма МНС

С помощью данной SCADA-системы можно отслеживать состояние клапанов, получать показания с датчиков и непрерывно следить за состоянием технологического процесса.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Обучающемуся:

Группа	ФИО
3-8Т81	Белых Владислав Андреевич

Школа	Инженерная школа информационных технологий и робототехники	Отделение (НОЦ)	Отделение автоматизации и роботизации
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/ специальность	15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств в нефтегазовой отрасли

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Тариф на электроэнергию – 5,748 руб. за 1 кВт·ч. Оклад руководителя – 33664 руб Оклад инженера – 21760 руб
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Накладные расходы – 16%. Районный коэффициент – 1,3
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	–коэффициент отчислений во внебюджетные фонды – 30 %.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Расчет инновационного потенциала НТИ	– SWOT-анализ; – оценка научного уровня исследования; – анализ конкурентных решений.
2. Планирование научно – исследовательских работ	– Структура работ в рамках научного исследования; – Определение трудоемкости выполнения работ. – Разработка графика проведения научного исследования
3. Расчет сметы затрат на выполнение проекта	– расчет материальных затрат; –расчет основной и дополнительной заработной платы; – расчет отчислений во внебюджетные фонды; – расчет бюджета проекта.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
1. Матрица SWOT 2. График проведения НТИ 3. График проведения и бюджет НТИ	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	22.02.2023
---	------------

Задание выдал консультант по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Верховская Марина Витальевна	к.э.н, доцент		

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т81	Белых Владислав Андреевич		

3. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Потенциальными потребителями результатов исследования являются организации в нефтегазовой отрасли, в частности нефтеперерабатывающие заводы, предприятия. Научное исследование рассчитано на крупные предприятия. Для данных предприятий разрабатывается автоматизированная система управления подогревателем сырой нефти установки подготовки нефти.

Разработанная автоматизированная система управления подогревателем сырой нефти должна обеспечивать автоматизированный и дистанционный контроль в реальном времени технологическим процессом нагрева нефтяной эмульсии, нефти, газа, газового конденсата, воды.

3.1 Технология QuaD

Технология QuaD (QUality ADvisor) представляет собой гибкий инструмент измерения характеристик, описывающих качество новой разработки и ее перспективность на рынке и позволяющие принимать решение целесообразности вложения денежных средств в научно-исследовательский проект. Оценка проведения процедуры QuaD представлена в таблице 1.

Таблица 9 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение	Средневзвешенное значение
1	2	3	4	5	
Показатели оценки качества разработки					
Точность	0,1	90	100	0,8	16
Надежность	0,1	100	100	1	17
Быстрота проведения контроля	0,2	100	100	0,9	15
Безопасность	0,15	95	100	1	10

Продолжение таблица 9 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Экологичность	0,2	100	100	1	12
Простота эксплуатации	0,1	80	100	0,8	5
Компактность	0,1	75	100	0,9	9
Простота конструкции и ремонтпригодность	0,05	80	100	0,9	9
Итого	1	720	800	7,3	93

В соответствии с технологией QuaD каждый показатель оценивается экспертным путем по сто балльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 100 – наиболее сильная. Веса показателей, определяемые экспертным путем, в сумме должны составлять 1. Оценка качества и перспективности по технологии QuaD определяется по формуле:

$$P_{cp} = \sum B_i \cdot B_i, \quad (1)$$

где P_{cp} – средневзвешенное значение показателя качества и перспективности научной разработки;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – средневзвешенное значение i -го показателя.

Значение P_{cp} позволяет говорить о перспективах разработки и качестве проведенного исследования. Если значение показателя P_{cp} получилось от 100 до 80, то такая разработка считается перспективной. Если от 79 до 60 – то перспективность выше среднего. Если от 69 до 40 – то перспективность средняя. Если от 39 до 20 – то перспективность ниже среднего. Если 19 и ниже – то перспективность крайне низкая.

По результатам проведенного анализа видим, что разрабатываемая методика является перспективной и на рынке контроллерного оборудование автоматизированных систем [15].

3.2 SWOT-анализ

SWOT-анализ позволяет выделить четыре аспекта разработки и проекта: Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы). Результаты анализа представлены в таблице 2.

Таблица 10 – SWOT-анализ

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1. Современные датчики и исполнительные механизмы. С2. Передача информации на большие расстояния. С3. Возможность модификации.	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1. Отсутствие опытно-наладочных работ. Сл2. Отсутствие у персонала опыта работы с новой технологией. Сл3. Проведение испытаний только на реальном оборудовании.
Возможности: В1. Модернизация производств нефтяной отрасли. В2. Снижение стоимости за счёт использования оборудования предприятия. В3. Роль автоматизации технологических систем в промышленности растёт.	В1С1С2. Позволит создать одни из лучших технических и временных показателей системы. В2С2. Позволит создать одни из лучших технических и временных показателей системы. В3С1С3. Увеличение функциональных возможностей и улучшение технических характеристик АСУ.	В1Сл3. Проведение испытаний и тестов на предприятии, которое заинтересовано в инновациях. В2Сл1Сл2. Расширение штата АСУ ТП на производстве. В3Сл3. Стимулирование студентов на трудоустройство в компании.

Продолжение таблицы 10 – SWOT-анализ

<p>Угрозы:</p> <p>У1. Проблемы с поставкой оборудования;</p> <p>У2. Повышение цен на оборудование.</p> <p>У3. Введения дополнительных государственных требований к сертификации продукции.</p>	<p>УЗС3. Модификация производства, что позволит снизить стоимость себестоимости нефти.</p>	<p>У2Сл2Сл3. Замена оборудования на отечественные аналоги и повышении классификации на этом оборудовании.</p>
--	--	---

3.3 Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- планирование комплекса предполагаемых работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика поведения научных исследований.

Для реализации проекта необходимы два исполнителя – научный руководитель и инженер. [17]. Перечень этапов, работ и исполнителей приведен в таблице 3.

Таблица 10 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность Исполнителя
Выбор направления исследований	1	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер
	2	Выбор направления исследований	Научный руководитель, инженер
	3	Календарное планирование работ по теме	Научный руководитель, инженер
Разработка технического задания	4	Составление и утверждение технического задания	Научный руководитель

Продолжение таблицы 11 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Разработка системы	5	Описание технологического процесса	Инженер
	6	Разработка структурной схемы автоматизированной системы	Инженер
	7	Разработка функциональной схемы автоматизированной системы	Инженер
	8	Разработка схемы информационных потоков	Инженер
	9	Подбор оборудования автоматизированной системы	Инженер
	10	Разработка схемы внешних проводок	Инженер
	11	Разработка алгоритмов управления автоматизированной системы	Инженер
	12	Разработка экранной формы автоматизированной системы	Инженер
	13	Моделирование работы системы	Инженер
Оформление отчета по работе	14	Составление пояснительной записки	Научный руководитель, инженер
	15	Подведение итогов, оформление работы	Научный руководитель, инженер

3.4 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаев 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:

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

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.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i}, \quad (3)$$

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.

Расчет продолжительности этапа в календарных днях ведется по формуле:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (4)$$

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:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (5)$$

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

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

$T_{пр}$ – количество праздничных дней в году.

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

В году 365 дней из них 118 выходных и праздничных дней. Коэффициент календарности равен:

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 118} = 1,48$$

Все значения, полученные при расчетах по вышеприведенным формулам, были сведены в таблице 3 [18].

Таблица 11 – Временные показатели проведенного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях T_{pi}		Длительность работ в календарных днях T_{ki}	
	t_{\min} , чел-дни		t_{\max} , чел-дни		$t_{\text{ожид}}$, чел-дни					
	И	НР	И	НР	И	НР	И	НР	И	НР
1.Подбор и изучение материалов по теме	1	–	2	–	1,4	–	1,4	–	2	–
2.Выбор направлений исследований	2	2	3	3	2,2	2,2	1,1	1,1	2	2
3.Календарное планирование работ по теме	1	1	2	1	1,4	1	0,7	0,5	1	1
4.Составление и утверждение технического задания	–	1	–	2	–	1,4	–	1,4	–	2
5.Описание технологического процесса	2	–	3	–	2,4	–	2,4	–	3	–
6.Разработка структурной схемы автоматизированной системы	2	–	3	–	2,4	–	2,4	–	3	–

Продолжение таблицы 11 – Временные показатели проведенного исследования

7.Разработка функциональной схемы автоматизированной системы	4	–	6	–	4,8	–	4,8	–	6	–
8.Разработка схемы информационных потоков	6	–	9	–	7,2	–	7,2	–	9	–
9.Подбор оборудования автоматизированной системы	6	–	12	–	8,4	–	8,4	–	10	–
10.Разработка схемы внешних проводок	6	–	9	–	7,2	–	7,2	–	9	–
11.Разработка алгоритмов управления автоматизированно	6	–	9	–	7,2	–	7,2	–	9	–
12.Разработка экранной формы автоматизированной системы	10	–	15	–	12	–	12	–	15	–
13.Моделирование работы системы регулирования	6	–	10	–	7,6	–	7,6	–	9	–
14.Составление пояснительной записки	6	2	10	5	7,6	3,2	3,8	1,6	5	2
15.Подведение итогов, оформление работы	1	1	2	2	1,4	1,4	0,7	0,7	1	1

На основе таблицы 3 строим календарный план-график. Календарный план-график представлен на рисунке 11.

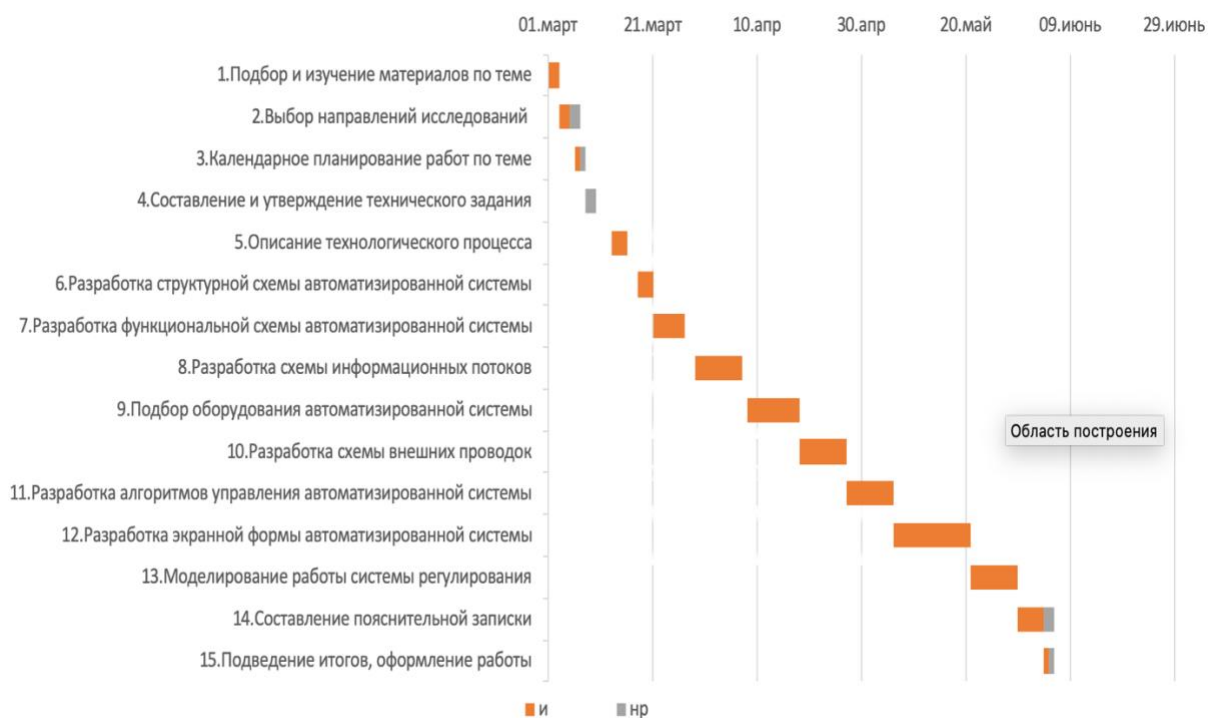


Рисунок 1 – Календарный план-график

3.5 Расчет материальных затрат НТИ

К данной статье расходов относится стоимость материалов, покупных изделий, полуфабрикатов и других материальных ценностей, расходуемых непосредственно в процессе выполнения работ над объектом проектирования.

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_M = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m \Pi_i \cdot N_{\text{расх}i}, \quad (6)$$

где m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{\text{расх}i}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.);

Π_i – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м² и т.д.);

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Материальные затраты, необходимые для данной разработки, приведены в таблице 4 [19].

Таблица 12 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы, руб.
Ручки	шт.	2	40	80,00
Карандаши	шт.	1	15	15,00
Калькулятор инженерный	шт.	1	550	550,00
Бумага для принтера	пачка	1	800	800,00
Дырокол	шт.	1	350	350,00
Папка-скоросшиватель	шт.	1	70	70,00
Картридж для черно-белого принтера	шт.	1	3300	3300,00
Итого мат.затрат				5165,00

3.5.1 Расчет амортизации оборудования

Расчет амортизации проводится следующим образом:

Норма амортизации:

$$H_A = \frac{1}{n}, \quad (7)$$

где n – срок полезного использования в количестве лет.

Амортизация:

$$A = \frac{H_A \cdot I}{251} \cdot T_{об\bar{i}}, \quad (8)$$

где I – итоговая сумма, тыс. руб.;

$T_{об\bar{i}}$ – время использования оборудования, дни.

Разработка системы автоматизации ведётся с использованием ноутбука стоимостью 50 000 рублей в течение 90 дней, срок полезного использования, которого – 5 лет

$$H_A = \frac{1}{n} = \frac{1}{5} = 0,2.$$

Находим общую сумму амортизационных отчислений. Для ноутбука, использованного в течение 90 дней:

$$A = \frac{H_A \cdot I}{251} \cdot T_{\text{оби}} = \frac{0,2 \cdot 50000}{251} \cdot 90 = 3585,65 \text{ руб.}$$

3.5.2 Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ

Результаты расчетов по приобретению спецоборудования и оборудования, имеющегося в организации, но используемого для каждого исполнения конкретной темы, приведены в таблице 5 [20].

Таблица 13 – Расчет бюджета затрат на приобретение спецоборудования для научных работ

Наименование	Количество единиц оборудования	Цена за ед., руб.	Затраты спецоборудования, руб.
Ноутбук	1	50000	50000
AutoCAD 2022	1	16690	16690
Microsoft Office	1	11990	11990
MATLAB	1	6700	6700
TRACE MODE	1	4017	4017
Итого мат. затрат			89397

3.6 Основная заработная плата исполнителей темы

Данная статья расходов включает заработную плату научного руководителя и инженера, в его роли выступает исполнитель проекта, а также премии, входящие в фонд заработной платы. Расчет основной заработной платы сводится в таблице 10.

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НИИ, и дополнительную заработную плату:

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (9)$$

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

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

Основная заработная плата руководителя от предприятия рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p, \quad (10)$$

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

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. (таблица 4);

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (11)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя;

при отпуске в 48 раб. дней $M = 10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

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

Таблица 14 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Научный руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней	67	120
Потери рабочего времени на отпуск	56	24
Действительный годовой фонд рабочего времени	242	221

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{окл}} \cdot k_{\text{р}}, \quad (12)$$

где $Z_{\text{окл}}$ – оклад, руб.;

$k_{\text{р}}$ – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Научный руководитель имеет должность доцента и степень кандидата технических наук оклад составляет 35111,5 руб.

Оклад инженера составляет 22695,68 руб.

Таблица 15 – Расчёт основной заработной платы

Исполнители	Разряд	$k_{\text{т}}$	$Z_{\text{окл}}$, руб.	$k_{\text{р}}$	$Z_{\text{м}}$, руб	$Z_{\text{дн}}$, руб.	$T_{\text{р}}$, раб. дн.	$Z_{\text{осн}}$, руб.
Научный руководитель	–	–	35111,5	1,3	45644,95	1923,87	7	13467,1
Инженер	–	–	22695,68		29504,5	1495,24	91	136066,84
Итого $Z_{\text{осн}}$								149533,84

По результатам расчётов видно, что основная заработная плата за реализацию проекта составит 13467,1 рублей руководителю и 136066,84 рублей инженеру.

3.6.1 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:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}}, \quad (13)$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15). [21]

Дополнительная заработная плата представлена в таблице 7.

Таблица 16 – Расчёт дополнительной заработной платы

Исполнитель	$k_{\text{доп}}$	$Z_{\text{осн}}$	$Z_{\text{доп}}$
Научный руководитель	0,12	13467,1	1616,1
Инженер		136066,84	16328,01
Итого			17944,12

3.6.2 Отчисления во внебюджетные фонды

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:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (14)$$

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

Размер страховых взносов равен 30% от заработной платы. Сюда включены взносы на пенсионное страхование – 22%, на медицинское страхование – 5,1%, а также на соцстрахование – 2,9%.

Отчисления во внебюджетные фонды представлены ниже в таблице 8.

Таблица 17 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Руководитель	Инженер
Основная заработная плата, руб.	13467,1	136066,84
Дополнительная заработная плата, руб.	1616,1	16328,01
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,271	
Сумма отчислений	4087,5	41299
Итого	45386,5	

3.6.3 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:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{\text{нр}} \quad (15)$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы. Величина коэффициента принимается равной 0,16.

$$Z_{\text{накл}} = (1222266 + 149533,84 + 17944,12 + 45386,5) \cdot 0,16 = 305214,34$$

На основании полученных данных по отдельным статьям затрат составляется калькуляция плановой себестоимости НИ по форме, приведенной в таблице 9 [22].

Таблица 18 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.
1. Материальные затраты НТИ	5165
2. Затраты на специальное оборудование для НТИ	89397
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	149533,84
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	17944,12

Продолжение таблицы 18 – Расчет бюджета затрат НИИ

5. Отчисления во внебюджетные фонды	45386,5
6. Накладные расходы	305214,34
7. Бюджет затрат НИИ	612640,8

3.7 Определение ресурсоэффективности исследования

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:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (16)$$

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).

Φ_{max} зависит от сложности проекта, который разрабатывается для компании заказчика. На сложность проекта влияет огромное количество факторов, поэтому достоверно оценить величину Φ_{max} невозможно.

В роли исполнителей будет выступать инженер (студент-дипломник) с руководителем проекта, ПАО «Транснефть» равняется 850000 руб., а в компании АО «Востокгазпром» – 870000 руб.

$$I_{\text{финр}}^{\text{разраб}} = \frac{\Phi_1}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{610428,7}{870000} = 0,7$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.2}} = \frac{\Phi_{21}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{850000}{870000} = 0,97$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.3}} = \frac{\Phi_1}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{870000}{870000} = 1$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в разгах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в разгах (значение меньше единицы, но больше нуля) [23].

3.7.1 Интегральный показатель ресурсоэффективности

В данном разделе необходимо произвести оценку ресурсоэффективности проекта, определяемую посредством расчета интегрального критерия, по следующей формуле:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (17)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го варианта исполнения разработки;

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;

b_i^a, b_i^p – бальная оценка i -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности представлен в форме таблицы 10. [23]

Таблица 19 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Студент с НР и И	Исп.2	Исп.3
Точность	0,1	4	5	5
Надежность	0,2	4	4	5
Быстрота проведения контроля	0,2	4	4	4
Безопасность	0,1	5	4	4
Экологичность	0,15	5	5	4
Простота эксплуатации	0,05	4	5	4
Компактность	0,1	5	5	4
Простота конструкции и ремонтпригодность	0,1	4	4	4
ИТОГО	1	35	36	34

Расчет интегрального показателя для разрабатываемого проекта:

$$I_{p1} = 0,1 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 \cdot 0,1 \cdot 5 + 0,15 \cdot 5 + 0,05 \cdot 4 + 0,1 \cdot 5 + 0,1 \cdot 4 = 4,35$$

$$I_{p2} = 0,1 \cdot 5 + 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 \cdot 0,1 \cdot 4 + 0,15 \cdot 5 + 0,05 \cdot 5 + 0,1 \cdot 5 + 0,1 \cdot 4 = 4,4$$

$$I_{p3} = 0,1 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 4 \cdot 0,1 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 + 0,05 \cdot 4 + 0,1 \cdot 4 + 0,1 \cdot 4 = 3,9$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ($I_{исп.1}$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.1} = \frac{I_{p-исп.1}}{I_{финр}}, \quad (18)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта (таблицу 11) и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных. Сравнительная эффективность проекта (\mathcal{E}_{cp}):

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{исп.1}}{I_{исп.2}} \quad (19)$$

Таблица 20 – Эффективность разработки

№	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,7	0,97	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективной разработки	4,35	4,4	3,9
3	Интегральный показатель эффективности	6,21	4,53	3,9
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	0,7	0,62

3.8 Выводы по разделу Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

При выполнении изначально сформулированных целей раздела, можно сделать следующие выводы:

При проведении планирования был разработан план-график выполнения этапов работ для руководителя и инженера, позволяющий оценить и спланировать рабочее время исполнителей.

Были определены: общее количество календарных дней, в течение которых работал инженер – 91 и общее количество календарных дней, в течение которых работал руководитель – 7.

Составлен бюджет проектирования, позволяющий оценить затраты на реализацию проекта, которые составляют 612640,8руб.

По факту оценки эффективности ИР, можно сделать выводы:

- значение интегрального финансового показателя ИР составляет 0,7, что является показателем того, что ИР является финансово выгодной, по сравнению с аналогами;

- Значение интегрального показателя ресурсоэффективности ИР составляет 4,35, по сравнению с 3,9 и 4,4;

- Значение интегрального показателя эффективности ИР составляет 6,21, по сравнению с 4,53 и 3,6, и является наиболее высоким, что означает, что техническое решение, рассматриваемое в НИР, является наиболее эффективным вариантом исполнения.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Обучающемуся:

Группа		ФИО	
3-8Т81		Белых Владислав Андреевич	
Школа	Инженерная школа информационных технологий и робототехники	Отделение (НОЦ)	Отделение автоматизации и робототехники
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p>Объект исследования: нефтеперекачивающая станция Область применения: нефтедобывающая Размеры помещения: 20*30 м. Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: контроль параметров, ошибок и неисправностей оборудования на щите управления, во время плановых обходов и осмотра оборудования.</p>
<p>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</p>	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения/при эксплуатации</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 09.03.2021) ГОСТ Р 12.1.019-2017 ССБТ Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. Приказ Минтруда РФ от 15.12.2020 N 903Н об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация (с Поправками). ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. Общие требования. Федеральный закон от 28 декабря 2013 г. N 426-ФЗ "О специальной оценке условий труда. СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания СН 2.2.4/2.1.8.566-96 «Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий» ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная</p>

	безопасность. Общие требования ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные (с Изменением N 1)
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов 	<p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – повышенное напряжение в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека; – повышенный уровень статического электричества; – движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования, передвигающиеся изделия, заготовки, материалы; острые кромки, заусеницы и шероховатость на поверхностях заготовок, инструмента, оборудования; <p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – повышенный уровень шума на рабочем месте; – повышенный уровень общей вибрации; – отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения; – производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего. <p>Средства коллективной защиты: наличие отопления, осветительные приборы, устройства управления, знаки безопасности, защитные заземления, устройства автоматического отключения.</p> <p>Средства индивидуальной защиты: специальный защитный костюм, ботинки, перчатки, каски защитные, очки защитные, противошумные наушники.</p>
<p>3. Экологическая безопасность при эксплуатации</p>	<p>Воздействие на селитебную зону: отсутствует.</p> <p>Воздействие на литосферу: загрязнение почвы нефтепродуктами.</p> <p>Воздействие на гидросферу: загрязнение почвы при разливе нефти.</p> <p>Воздействие на атмосферу: неконтролируемый выброс паров нефти.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации</p>	<p>Возможные ЧС: природные катастрофы (ураган) геологические воздействия (провалы территории), техногенные аварии (разрушение трубопровода, отказ систем безопасности, пожар, превышение давления, разлив нефти).</p> <p>Наиболее типичная ЧС: пожар.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД ШБИП	Сечин Андрей Александрович	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т81	Белых Владислав Андреевич		

4. Социальная ответственность

Данный раздел ВКР посвящен анализу воздействующих в процессе работы опасных и вредных факторов и выработке методов защиты от негативного действия этих факторов. Произведен анализ вредных факторов таких как: отклонение показателей микроклимата в помещении, уровня шума, электромагнитных и ионизирующих излучений. Рассмотрены вопросы охраны окружающей среды, защиты в случае чрезвычайной ситуации, а также правовые вопросы обеспечения безопасности.

Объектом исследования является модернизация автоматизированной системы управления технологическим процессом нефтеперекачивающей станции. Автоматизация производства позволяет осуществлять технологические процессы без непосредственного участия, обслуживающего персонала. При полной автоматизации роль обслуживающего персонала ограничивается общим наблюдением за работой оборудования, настройкой и наладкой аппаратуры.

4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации

Трудовой кодекс Российской Федерации регулирует отношения между работником и работодателем на территории Российской Федерации. В нём изложены основные нормы и правила, которые обязаны соблюдать рабочий и работодатель в случае возникновения трудовых отношений. В связи с непрерывным технологическим процессом, протекающим на нефтеперекачивающей станции, использование стандартной пяти- или шестидневной рабочей недели не представляется возможным.

Наиболее подходящим является сменный режим рабочего времени. Сменный режим работ обеспечивает непрерывный режим обслуживания работы нефтеперекачивающей станции. При сменной работе каждая группа работников должна производить работу в течение установленной продолжительности рабочего времени в соответствии с графиком сменности

Обслуживание данной автоматизированной системы управления подразумевает работу с персональным компьютером. Рабочее место должно быть организовано в соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 [30].

В процессе осуществления трудовой деятельности на сотрудника отдела автоматизации технологических процессов могут оказывать воздействие производственные факторы, такие как: шум, влажность воздуха, температура воздуха, электромагнитное излучение, недостаточная освещенность. Для сохранения здоровья работника предусмотрен ряд мер, обеспечивающих безопасность трудовой деятельности [24].

4.2 Производственная безопасность при эксплуатации

Проанализируем вредные и опасные факторы, которые могут возникнуть при проведении разработки, внедрения и эксплуатации автоматизированной системы нефтеперекачивающей станции согласно ГОСТ 12.0.003-2015, результаты приведены в таблице 4.1 [25].

Таблица 21 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Внедрение	Эксплуатация	
Повышенный уровень шума на рабочем месте;	+	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;	+	+	+	СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания.

Продолжение таблицы 21 – Возможные опасные и вредные факторы

Повышенный уровень электромагнитных излучений;	+	+	+	ГОСТ 12.1.006-84 ССБТ. Электромагнитные поля радиочастот. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля.
Недостаточная освещённость рабочей зоны;	-	+	+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение.
Поражение электрическим током.	+	+	+	ГОСТ 12.1.019 – 2017. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

4.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов

4.3.1 Повышенный уровень шума

Источником возникновения шума является технологический процесс работы нефтеперекачивающей станции (шумы от магистральной и дожимной насосных станций), работа вентилятора и т.д. На основе общих требований трудового законодательства каждый наниматель обязан обеспечить санитарные нормы шума на рабочих местах. Шум оказывает влияние на органы слуха, а также на всю нервную систему, тем самым ослабляя внимание работника.

Предельные уровни звукового давления и предельные уровни звука согласно ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ приведены в таблице 2 [27].

Таблица 22 – Предельные уровни звукового давления и предельные уровни звука

Помещения и рабочие места	Уровень звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц					Уровень звука, дБА
	31,5	63	31,5	63	31,5	
Помещения управления, рабочие комнаты	31,5	63	31,5	63	31,5	63

Одним из самых простых и действенных способов облегчения работы, является отдых, поэтому целесообразно устраивать кратковременные перерывы в течении рабочего дня при отсутствующих источниках шума.

4.3.2 Неблагоприятный микроклимат на рабочем месте

Неблагоприятные метеоусловия могут привести к быстрой утомляемости, повышению заболеваемости и снижению производительности труда.

Согласно СанПиН 1.2.3685-21 показателями, характеризующими микроклимат в помещениях, являются:

- температура воздуха;
- температура поверхностей;
- относительная влажность воздуха [26].

Следует отметить, что работа сотрудника отдела автоматизации технологических процессов относится к категории легких работ (1а). Оптимальные и допустимые значения параметров микроклимата, согласно СанПиН 1.2.3685-21 для категории работа (1а) отражены в таблицах 3, 4.

Таблица 23 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхности, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Ia (до 139)	22 - 24	21 - 25	60 - 40	0,1
Теплый	Ia (до 139)	23 - 25	22 - 26	60 - 40	0,1

Таблица 24 – Допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категории работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С		Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с	
		диапазон ниже оптимальных величин	диапазон выше оптимальных величин			для диапазона температур воздуха ниже оптимальных величин, не более	для диапазона температур воздуха выше оптимальных величин, не более
Холодный	Ia (до 139)	20,0-21,9	24,1-25,0	19,0-26,0	15-75	0,1	0,1
Теплый	Ia (до 139)	21,0-22,9	25,1-28,0	20,0-29,0	15-75	0,1	0,2

4.3.3 Повышенный уровень электромагнитного излучения

К источникам электромагнитных излучений относятся: подстанции и воздушные линии электропередачи, установки индукционного нагрева, устройства радиолокации, связи, ЭВМ и др.

Электромагнитные излучения оказывают негативное влияние на сердечно-сосудистую, нервную и эндокринную систему, а также могут привести к раковым заболеваниям. Источниками электромагнитного излучения рабочего места оператора нефтеперекачивающей станции являются системный блок и кабели, соединяющие электрические цепи. Рассмотрим нормы напряженностей магнитного и электрического полей согласно ГОСТ 12.1.006-84 ССБТ (таблица 5) [28].

Таблица 25 – Предельно допустимые уровни постоянного магнитного поля

Время воздействия за рабочий день, минуты	Условия воздействия			
	Общее		Локальное	
менее 1	ПДУ напряженности, кА/м	ПДУ магнитной индукции, мТл	ПДУ напряженности, кА/м	ПДУ магнитной индукции, мТл
0-10	24	30	40	50
11-60	16	20	24	30
61-480	8	10	12	15

4.3.4 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Недостаточная освещённость может быть результатом неправильного расположения источников искусственного света и неправильного использования естественного освещения. Недостаточное освещение влияет на функционирование зрительного аппарата, то есть определяет зрительную работоспособность, на психику человека, его эмоциональное состояние, вызывает усталость центральной нервной системы, возникающей в результате прилагаемых усилий для опознания четких или сомнительных сигналов.

Освещение рабочих мест внутри помещения характеризуется освещенностью и яркостью. Естественное и искусственное освещение помещений должно соответствовать СП 52.13330.2016. При этом естественное освещение должно осуществляться через окна.

4.3.5 Электробезопасность

Электробезопасность – это система организационных и технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту от вредного и опасного воздействия электрического тока, электрической дуги, электромагнитного поля и статического электричества.

Вероятность получения удара электрическим током чаще всего обусловлено следующими обстоятельствами:

- случайным прикосновением к системному блоку и кабелю, находящимся под напряжением. Это происходит в результате ошибочных действий при выполнении работ вблизи или непосредственно на частях, находящихся под напряжением;
- неисправности защитных средств, посредством, которых пострадавший прикасается к токоведущим частям;
- появлением напряжения на металлическом корпусе системного блока, которые не должны находиться под напряжением.

Напряжение на корпусе образуется в результате повреждения изоляции токоведущих частей электрооборудования, замыкания фаз сети на землю;

Смертельно опасным для жизни человека считают ток, величина которого превышает 0,05 А, ток менее 0,05 А – безопасен (до 1000 В). С целью предупреждения поражений электрическим током к работе должны допускаться только лица, хорошо изучившие основные правила по технике безопасности.

Линия электросети для питания шкафов автоматики, периферийных устройств и оборудования для обслуживания, ремонта и наладки шкафов автоматики выполняется как отдельная групповая трехпроводная сеть, путем прокладки фазового, нулевого рабочего и нулевого защитного проводников. Нулевой защитный проводник используется для заземления (зануление) электроприемников и прокладывается от стойки группового

распределительного щита, распределительного пункта к розеткам питания. Площадь перерезу нулевого рабочего и нулевого защитного проводника в групповой трехпроводной сети должна быть не меньше площади перерезу фазового проводника.

Все проводники должны отвечать номинальным параметрам сети и нагрузки, условиям окружающей среды, условиям деления проводников, температурному режиму и типам аппаратуры защиты, требованиям ПУЭ.

При осмотре, работе, наладке этого оборудования возможен удар током при соприкосновении с токоведущими частями оборудования. Для обеспечения безопасности в данном случае необходимо установить защитные барьеры или ограждения вблизи от распределительного шкафа. Поставить табличку «Опасно. Высокое напряжение». Для обеспечения защиты от случайного прикосновения к токоведущим частям установлено защитное отключение, защитное заземление и зануление.

4.3.6 Экологическая безопасность

В результате функционирования нефтеперекачивающей станции происходит выделение химически негативных для экологии веществ.

Регулирование предельно допустимых веществ в атмосферу обеспечивает «Методика по нормированию и определению выбросов вредных веществ в атмосферу».

Для обеспечения экологической безопасности необходимо оснащение нефтепровода автоматизированной системой контроля возможных утечек, которая обеспечивает:

- защиту трубопровода от почвенной коррозии обеспечивает трехслойное полимерное покрытие, наносимое в заводских условиях;
- для уменьшения возможных потерь нефти при аварийных ситуациях узлы запорной арматуры установлены в пониженных местах рельефа при расстоянии между ними не более 30 км;

- возле каждой задвижки предусматривается установка датчиков отбора давления;
- на линейной части трубопровода предусматриваются вантузы на высоких точках по рельефу местности для впуска воздуха при освобождении и выпуска при заполнении нефтепровода нефтью; пересечение нефтепровода с подземными коммуникациями выполняется в соответствии с техническими условиями, представляемыми заинтересованными организациями-владельцами коммуникаций;
- обслуживание трубопровода, проведение текущего и капитального ремонтов, предупреждение и ликвидация аварийных ситуаций осуществляется ремонтными бригадами, входящими в состав ЛЭС (линейно-эксплуатационных служб);
- наличие в штате служб эксплуатации специальных подразделений, ведущих постоянное наблюдение за техническим состоянием объектов нефтепровода;
- открытые площадки технологического оборудования ограждаются бордюром с герметичной заделкой стыков и имеют уклон в сторону приемки;
- предусмотрены системы бытовой и промдождевой канализации на НПС;
- определение объемов образования отходов производства и потребления, безопасных способов их удаления и мест размещения в зависимости от класса опасности.

4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Под пожарной безопасностью понимается состояние объекта, при котором исключается возможность пожара, а в случае его возникновения предотвращается воздействие на людей опасных факторов пожара и обеспечивается защита материальных ценностей.

К технологиям ликвидации аварий и инцидентов и технологическим операциям при производстве аварийно-восстановительных работ предъявляются следующие требования:

- спасение людей и устранение угрозы жизни и здоровью населения;
- восстановление герметичности трубопроводов, оборудования и сооружений объектов МТ;
- обеспечение проектного уровня характеристик и несущей способности ремонтируемого объекта, сооружения или оборудования; обеспечение минимального времени простоя МТ при ремонте;
- минимальное воздействие на окружающую среду, соседние коммуникации и объекты.

Все работы по локализации и ликвидации аварий и инцидентов на МТ следует проводить на основе план ликвидации возможных аварий (ПЛВА), планов тушения пожаров в соответствии с разработанными ПЛВА для конкретных объектов МТ [2].

В качестве основного средства тушения пожара нефти и нефтепродуктов принят 6 % раствор пенообразователя. Инертность систем АПТ (с момента возникновения пожара до поступления пены) должна быть не более 3 мин.

Расчётное время тушения пожара пенным раствором принято в соответствии с ВНПБ 01-01-01 и составляет 15 минут. Продолжительность водотушения (охлаждение горящих резервуаров) составляет 4 часа по ГОСТ 12.1.004-91 [39]. В случае возникновения пожара надеть СИЗ. Отключить

источники питания и покинуть насосную или операторную согласно плану эвакуации (рисунок 12).



Рисунок 4.1 – План эвакуации

4.5 Выводы по разделу социальная ответственность

В данной главе выпускной квалификационной работы были рассмотрены способы защиты обслуживающего персонала от основных вредных и опасных производственных факторов, с которыми он может столкнуться при работе на нефтеперекачивающей станции.

Кроме этого, были рассмотрены нормативные документы, регулирующие воздействие данных факторов на оператора. Были описаны обоснованные мероприятия по снижению уровня воздействия этих факторов на оператора нефтеперекачивающей станции, указаны факторы, влияющие на экологическую безопасность и основные мероприятия по снижению вредных выбросов в окружающую среду.

Основной чрезвычайной ситуацией на нефтеперекачивающей станции является пожар нефтепродуктов. В разделе перечислены основные

мероприятия, позволяющие локализовать и ликвидировать подобную чрезвычайную ситуацию.

Заключение

В рамках выпускной квалификационной работы разработана автоматизированная система нефтеперекачивающей станции. В ходе работы был изучен технологический процесс НПС. Разработаны структурная и функциональная схемы автоматизации нефтеперекачивающей станции, позволяющие определить состав необходимого оборудования и количество каналов передачи данных и сигналов. Был произведён выбор комплекса аппаратно-технических средств реализации автоматизированной системы.

Также в выпускной квалификационной работе была разработана схема внешних проводок, позволяющая понять передачу сигналов от полевых устройств на щит КИПиА и АРМ оператора, и в случае возникновения неисправностей легко их устранить.

Разработана экранная форма в среде SCADA TRACE MODE 6 предназначенная для осуществления контроля и оперативного реагирования на изменения технологического процесса насосами.

Таким образом, разработанная автоматизированная система управления нефтеперекачивающей станции имеет высокую гибкость, позволяющую улучшать данную автоматизированную систему управления в соответствии с возрастающими в течение всего срока эксплуатации требованиям.

Список используемых источников

- 1) Громаков Е. И., Проектирование автоматизированных систем. Курсовое проектирование: учебно-методическое пособие: Томский политехнический университет. — Томск, 2009.
- 2) РД-35.240.50-КТН-109-17 Автоматизация и телемеханизация технологического оборудования площадочных и линейных объектов. Основные положения [Электронный ресурс] – URL: https://niitn.transneft.ru/u/ovp_main_pdf_file/4731/rd-35.240.50-ktn-109-17_sr.pdf – Дата обращения: 20.04.2023.
- 3) Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов – [Электронный ресурс] – Режим доступа URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294850/4294850820.htm> – Дата обращения: 20.04.2023.
- 4) Нефтеперекачивающие станции – [Электронный ресурс] – Режим доступа URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/transportirovka-i-khranenie/141714-neftererekachivayushchie-stantsii-nps/> – Дата обращения: 21.04.2023.
- 5) Нефтеперекачивающие станции – [Электронный ресурс] – Режим доступа URL: https://studbooks.net/2575386/tovarovedenie/avtomatizatsiya_neftererekachivayuschey_stantsii – Дата обращения: 21.04.2023.
- 6) Метран ТСМУ-205Ех [Электронный ресурс] – URL: <https://www.elemer.ru/catalog/datchiki-temperature/termopreobrazovateli-s-unifitsirovannym-vykhodnym-signalom/tpu-205-tkhkhu-205> – дата обращения 02.06.2023.
- 7) Контрольно-измерительные приборы и автоматика– Режим доступа URL: <https://owen.ru/product/plk210> Дата обращения: 22.04.2023.
- 8) Руководство по эксплуатации Датчик давления Метран 150 – Режим доступа URL: <https://www.emerson.ru/documents/automation-150-ru-4848822.pdf>– Дата обращения: 21.04.2023.
- 9) Руководство по эксплуатации Датчик температуры Метран

ТСМУ-205Ех – Режим доступа URL <https://www.logika-consortium.ru/wp-content/uploads/2017/04/Rukovodstvo-po-ekspluatatsii.pdf>– Дата обращения: 21.04.2023.

10) Взлет ППД [Электронный https://vzljot.ru/catalogue/elektromagnitnyj_metod/vzlet_ppd – дата обращения 02.06.2023.

11) Контрольно-измерительные приборы и автоматика– Режим доступа URL:<https://kipia.ru/catalog/oborudovanie/zapornaya-armatura/klapany-reguliruyushchie/25s947nzh-klapan-reguliruyushchiy/> – Дата обращения: 22.04.2023.

12) Руководство по эксплуатации кабель КВВГ – Режим доступа URL: <https://www.ruscable.ru/info/wire/mark/kvvg/>– Дата обращения: 21.04.2023.

13) ГОСТ 19.701-90 Межгосударственный стандарт единая система программной документации – Режим доступа URL: <https://docs.cntd.ru/document/9041994> – Дата обращения: 22.04.2023.

14) Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических труба-проводов – Режим доступа URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294817/4294817279.htm> – Дата обращения: 22.04.2023.

15) Основные понятия и определения теории автоматического управления – Режим доступа URL: https://www.ncfu.ru/export/uploads/imported-from-dle/op/doclinks2017/Metod_SUHTP_280302_2017.pdf – Дата обращения: 22.04.2023.

16) Технология Quad – Режим доступа URL: https://studopedia.ru/11_133776_tehnologiya-QuaD.html – Дата обращения: 22.04.2023.

17) SWOT - анализ – Режим доступа URL: <https://blog.calltouch.ru/glossary/swot-analiz/> – Дата обращения: 22.04.2023.

18) Трудоёмкость работы – Режим доступа URL:

<https://assistentus.ru/vedenie-biznesa/trudoemkost-rabot/> – Дата обращения: 22.04.2023.

19) Планирование материальных затрат. Расчёт лимита материальных затрат – Режим доступа URL:

20) Амортизация оборудования – Режим доступа URL: <https://glavkniga.ru/situations/k504527/> – Дата обращения: 23.04.2023.

21) Основная и дополнительная заработная плата – Режим доступа URL: <https://www.v2b.ru/articles/osnovnaya-i-dopolnitelnaya-zarabotnaya-plata-raschet-nachisleniy/> – Дата обращения: 23.04.2023.

22) Отчисления в социальные фонды – Режим доступа URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_15291/cbf5301417ad3d3d561077cb52f9a9eafd37e1cc/ – Дата обращения: 23.04.2023.

23) Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования – Режим доступа URL: <https://monographies.ru/en/book/section?id=12752> – Дата обращения: 23.04.2023.

24) Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) – [Электронный ресурс] – Режим доступа URL: <https://docs.cntd.ru/document/901807664> – Дата обращения: 15.05.2023;

25) ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные факторы. Классификация [Электронный ресурс] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200136071> – Дата обращения: 15.05.2023.

26) СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания. [Электронный ресурс] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/573500115> – Дата обращения: 15.05.2023.

27) ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200118606> – Дата обращения: 15.05.2023.

28) ГОСТ 12.1.006-84 ССБТ. Электромагнитные поля радиочастот. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля [Электронный ресурс] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200272> – Дата обращения: 15.05.2023.

29) Расшифровка степеней защиты IP – Режим доступа URL: https://svel.ru/tekhnicheskaya/dokumentaciya/rasshifrovki/rasshifrovka_stepenej_zashchity_ip/ – Дата обращения 20.05.23.

30) ГОСТ 34182-2017 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов эксплуатация и техническое обслуживание – Режим доступа URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200146117> – Дата обращения: 20.05.2023.

31) Инерционно-интегрирующее звено – Режим доступа URL: <https://habr.com/ru/articles/563950/> – Дата обращения: 23.05.23.

Приложение А
(обязательное)
Алгоритм сбора данных

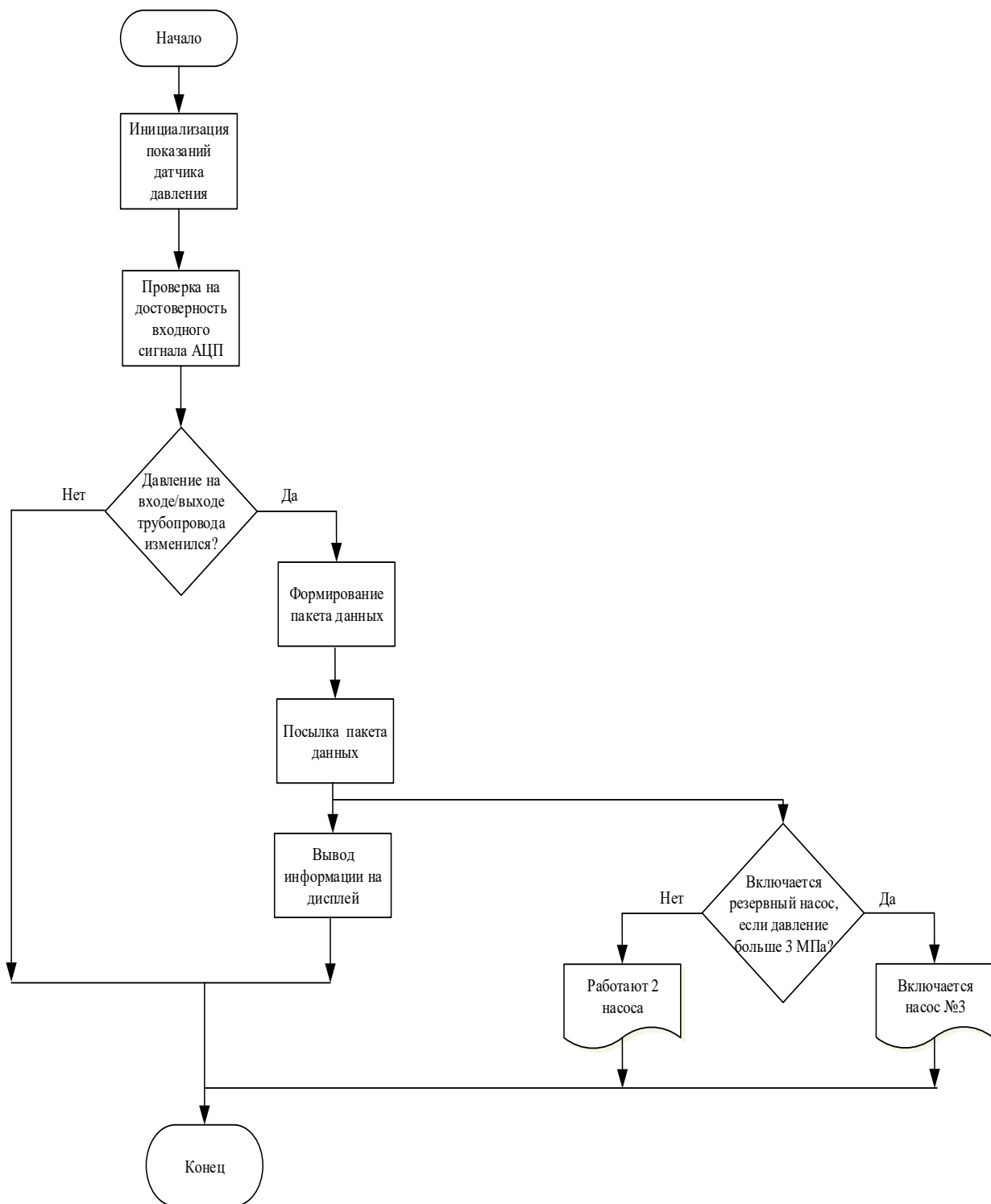


Рисунок А. 1 – Алгоритм сбора данных

**Приложение Б
(обязательное)
Алгоритм сбора данных**

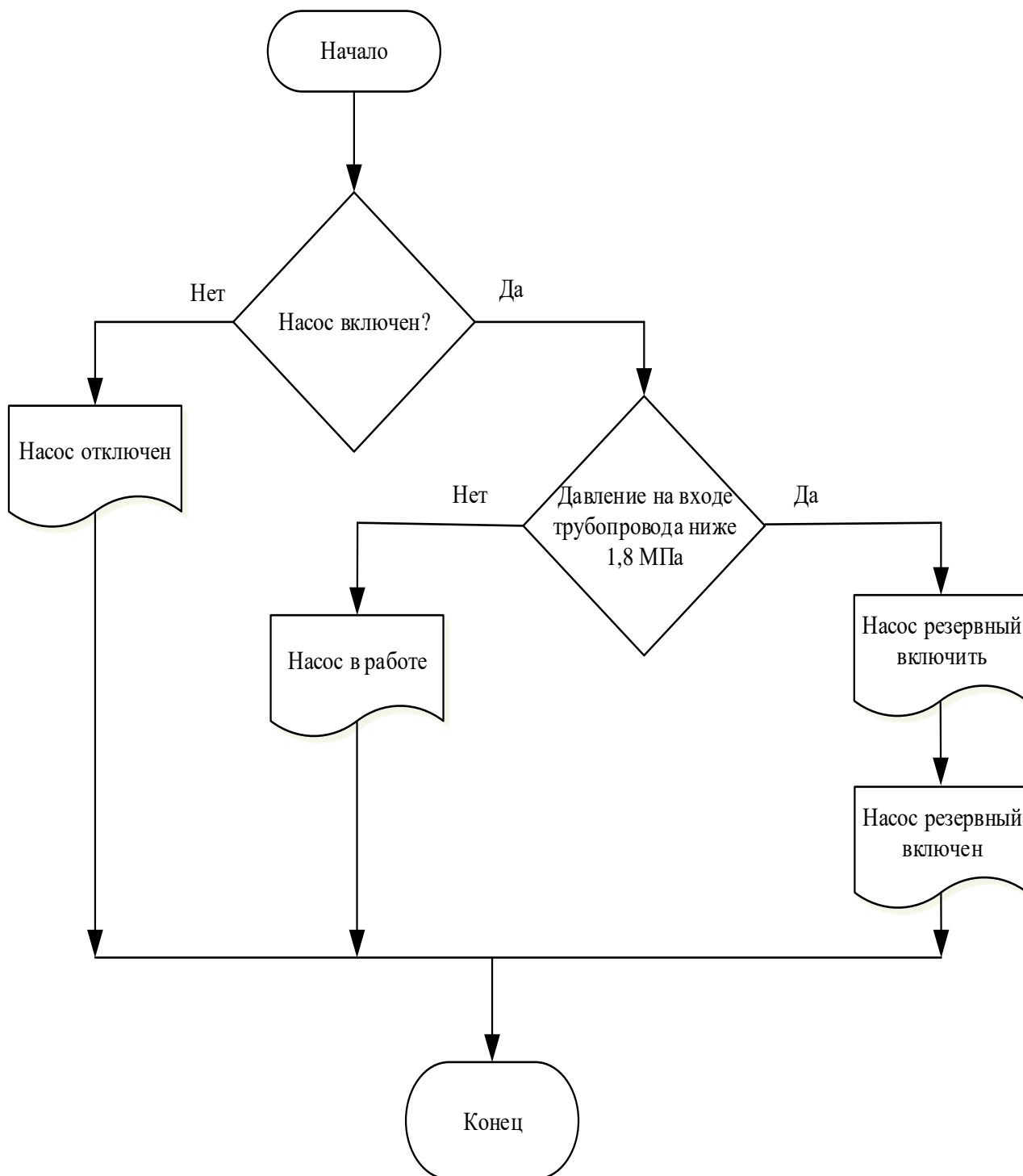


Рисунок Б.2 – Алгоритм сбора данных

**Приложение В
(обязательное)
Структурная схема АС**



Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

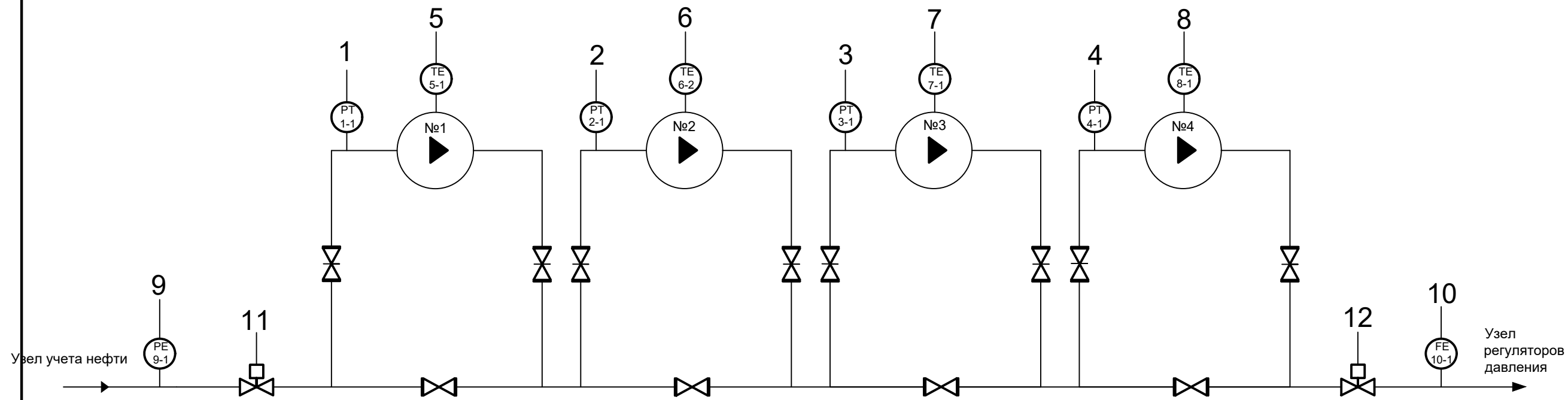
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.					
Пров.					
Т. контр.					
Н. контр.					
Утв.					

**Модернизация
автоматизированной системы
управления НПС**

Структурная схема АСУ НПС

Лист	Масса	Масштаб
Лист 1	Листов 3	
ТПУ ИШИТР гр. 3-8Т81		

**Приложение Г
(обязательное)
Функциональная схема автоматизации**



	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
	0...1,8 (Мпа)	0...1,8 (Мпа)	0...1,8 (Мпа)	0...1,8 (Мпа)	(+65...90)	(+65...90)	(+65...90)	(+65...90)	0...1,8 (Мпа)	200...250 (м3/ч)			
Приборы по месту	PT 1-1	PT 2-1	PT 3-1	PT 4-1	TE 5-1	TE 6-1	TE 7-1	TE 8-1	PT 9-1	FT 10-1	H 11	H 12	
Щит оператора	PIR 1-2	PIR 2-2	PIR 3-2	PIR 4-2	TT 5-2	TT 6-2	TT 7-2	TT 8-2	PIR 9-2	FIA 10-2			
SCADA													
												Мониторинг	
													Сигнализация
													Управление

Подп. и дата
Инв. № дубл.
Взам. инв. №
Подпись и дата
Инв. № подл.

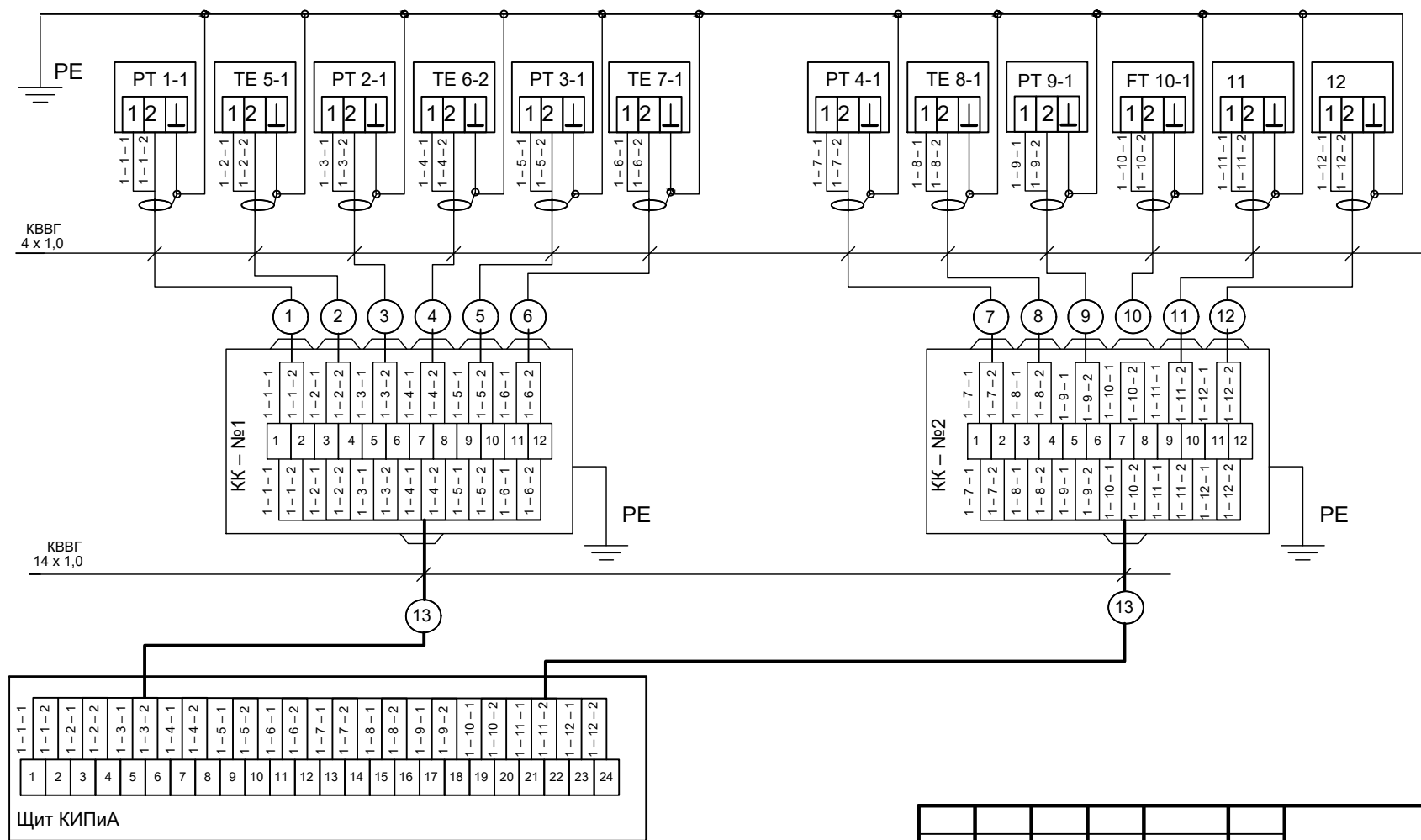
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Модернизация автоматизированной системы управления НПС Функциональная схема автоматизации	Лит.	Масса	Масштаб
Разраб.				Белых В.А.					
Пров.				Семенов Н.М.					
Т. контр.							Лист 2	Листов 3	
Н. контр.									
Утв.									
							ТПУ ИШИТР гр. 3-8Т81		

Копировал

Формат А3

**Приложение Д
(обязательное)
Схема внешних проводок**

Объект	Нефтеперекачивающая станция											
Наименование параметра и место измерения параметров	Измерения										Управление	
	Насос №1		Насос №2		Насос №3		Насос №4		На входе нефтепровода	На выходе нефтепровода	На входе нефтепровода	На выходе нефтепровода
	Давление	Температура	Давление	Температура	Давление	Температура	Давление	Температура	Давление	Расход	Управление клапаном регулирование давления	Управление клапаном регулирование расхода
Позиция	РТ 1-1	ТЕ 5-1	РТ 2-1	ТЕ 6-2	РТ 3-1	ТЕ 7-1	РТ 4-1	ТЕ 8-1	РТ 9-1	FT 10-1	11	12



Инв. № подл.	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Модернизация автоматизированной системы управления НПС	Лит.	Масса	Масштаб
Разраб.	Белых В.А.								
Пров.	Семенов Н.В.								
Т. контр.									
Н. контр.						Схема внешних проводов	Лист 3 / Листов 3		
Утв.							ТПУ ИШИТР гр. 3-8Т81		

Копировал

Формат А3