

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Модернизация автоматизированной системы управления подпорной нефтеперекачивающей станции

УДК 004.896:622.692.4.05-048.35

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т71	Топольский Михаил Михайлович		

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.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ООД ШБИП	Федоренко Ольга Юрьевна	д.м.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Воронин Александр Васильевич	к.т.н., доцент		

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)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально историческом, этическом и философском контекстах
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 безопасные условия жизнедеятельности, в том числе при возникновении чрезвычайных ситуаций
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
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 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 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

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 2021 /2022 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	Основная часть	60
	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
	Социальная ответственность	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 Александр Васильевич	к.т.н., доцент		

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

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

_____ Воронин А.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы (бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)
--

Студенту:

Группа	ФИО
3-8Т71	Топольский Михаил Михайлович

Тема работы:

Модернизация автоматизированной системы управления подпорной нефтеперекачивающей станции	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№47-8/с от 16.02.2022 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Объект исследования: Автоматизированная система управления подпорной нефтеперекачивающей станции. Цель работы: Модернизация системы управления путем импортозамещения на российское оборудование. Режим работы: Непрерывный.</p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Описание технологического процесса. 2. Модернизация существующих решений. 3. Разработка структурной схемы автоматизированной системы. 4. Разработка функциональной схемы автоматизации. 5. Выбор средств автоматизации.

	6. Разработка схем соединения внешних проводок. 7. Разработка алгоритмов управления. 8. Разработка экранных форм.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	1. Структурная схема автоматизированной системы. 2. Функциональная схема автоматизации. 3. Схема соединений внешних проводок. 4. Блок-схемы алгоритмов управления. 5. Экранные формы.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Верховская Марина Витальевна, доцент ОСГН ШБИП
Социальная ответственность	Федоренко Ольга Юрьевна, профессор ООД ШБИП
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Нет	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	11.04.2022
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т71	Топольский Михаил Михайлович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Студенту:

Группа		ФИО	
3-8Г71		Топольский Михаил Михайлович	
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 в нефтегазовой отрасли

Тема ВКР:

Модернизация автоматизированной системы подпорной нефтеперекачивающей станции	
Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	- оклад инженера – 22695,68 руб. в месяц; - оклад руководителя проекта – 26033 руб. в месяц.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	- накладные расходы 16%;
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	- коэффициент отчислений во внебюджетные фонды 27,1%
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Расчет инновационного потенциала НТИ	- SWOT-анализ; - Анализ конкурентных технических решений
2. Расчет сметы затрат на выполнение проекта	- расчет материальных затрат; - расчет затрат на специальное оборудование; - расчет затрат на электроэнергию; - 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. Диаграмма Ганта	
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Г71	Топольский Михаил Михайлович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа		ФИО	
3-8Т71		Топольский Михаил Михайлович	
Школа	ИШИТР	Отделение (НОЦ)	ОАР
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств

Тема ВКР:

Модернизация автоматизированной системы управления подпорной нефтеперекачивающей станции

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Введение

- Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.
- Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации

Объект исследования: подпорная насосная станция.
 Область применения: нефтеперекачивающая станция.
 Рабочая зона: производственное помещение.
 Размеры помещения: 20*30 м.
 Количество и наименование оборудования рабочей зоны:
 – подпорный насосный агрегат (ПНА) – 3 шт;
 – задвижки с электроприводом – 6 шт;
 – щит управления.
 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.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:

- специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;
- организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

– Трудовой кодекс Российской Федерации N 197-ФЗ. (ред. от 09.03.2021).
 – ГОСТ 12.0.003-2015 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. Перечень опасных и вредных факторов.
 – СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания.
 – СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95.
 – ГОСТ Р 55710-2013 Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений / ГОСТ Р от 08 ноября 2013 г. № 55710-2013.
 – ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
 – ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
 – ГОСТ 12.3.002-2014 ССБТ. Процессы производственные. Общие требования безопасности.
 – ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
 – ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

	<p>– ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. Общие требования.</p> <p>– Федеральный закон от 28 декабря 2013 г. N 426-ФЗ "О специальной оценке условий труда" (с изменениями и дополнениями).</p> <p>– ГОСТ 17.4.3.04-85 Охрана природы (ССОП). Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения.</p> <p>– ГОСТ 17.1.3.07-82 Охрана природы (ССОП). Гидросфера. Правила контроля качества воды водоемов и водотоков.</p> <p>– ГОСТ 17.2.3.01-86 Охрана природы (ССОП). Атмосфера. Правила контроля качества воздуха населенных пунктов.</p>
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <p>– Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов</p>	<p>Вредные производственные факторы:</p> <p>– повышенный уровень шума на рабочем месте;</p> <p>– повышенный уровень общей вибрации на рабочем месте;</p> <p>– повышенный уровень электромагнитных излучений;</p> <p>– недостаточная освещенность на рабочем месте.</p> <p>Опасные производственные факторы:</p> <p>– пожаро-взрывоопасность;</p> <p>– высокое напряжение электрической цепи.</p> <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: защитные костюмы, виброизолирующие рукавицы, перчатки, виброизолирующая обувь, беруши, наушники, защитные ограждения.</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 водоемов нефтепродуктами.</p> <p>Воздействие на атмосферу: выброс летучих углеводородов.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации</p>	<p>Возможные ЧС: пожары и взрывы на предприятии, розлив нефтепродуктов, лесные и торфяные пожары, ураганы.</p> <p>Наиболее типичная ЧС: пожар (возгорание).</p>
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ООД ШБИП	Федоренко Ольга Юрьевна	Д.М.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т71	Топольский Михаил Михайлович		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 118 страниц машинописного текста, 35 таблиц, 30 рисунков, 1 список использованных источников из 41 наименований, 7 приложений.

Объектом исследования является подпорная нефтеперекачивающая станция (ПНС).

Целью работы является создание автоматизированной системы управления подпорной нефтеперекачивающей станции с применением программируемого логического контроллера и одной из SCADA-систем.

В данном проекте была разработана система контроля и управления технологическим процессом на базе промышленных контроллеров ОВЕН ПЛК-160, с применением SCADA-системы Codesys V 2.3.

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.

Оглавление

Определения, обозначения, сокращения	15
Введение.....	19
1 Требования к разрабатываемой системе.....	20
1.1 Исходные данные.....	20
1.2 Цели и задачи	21
1.3 Назначение и состав опорной нефтеперекачивающей станции	21
1.4 Требования к автоматике	22
1.5 Требования к техническому обеспечению.....	23
1.6 Требования к программному обеспечению	24
2 Разработка аппаратной части системы автоматизации.....	26
2.1 Описание технологического процесса	26
2.2 Разработка структурной схемы	30
2.3 Разработка функциональной схемы автоматизации	31
2.4 Разработка информационных потоков	32
2.5 Выбор технических средств	34
2.5.1 Выбор контроллерного оборудования	35
2.5.2 Выбор датчиков	36
2.5.2.1 Выбор датчика давления.....	36
2.5.2.2 Выбор датчика температуры	38
2.5.2.3 Выбор датчика вибрации	39
2.5.2.4 Выбор датчика уровня.....	40
2.5.2.4 Выбор датчика расхода	41
2.5.3 Выбор исполнительных механизмов	42
2.6 Разработка схемы внешних проводок	46
3 Разработка программного, информационного и алгоритмического обеспечения.....	48
3.1 Выбор алгоритмов управления	48
3.2 Алгоритм сбора данных измерений.....	48
3.3 Алгоритм пуска/останова технологического оборудования.....	48
3.4 Алгоритм автоматического регулирования давлением	48

3.5 Экранные формы.....	54
3.5.1 Разработка дерева экранных форм	55
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение...	60
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	60
4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования	60
4.1.2 Анализ конкурентных технических решений	61
4.1.3 Технология QuaD	63
4.1.4 SWOT-анализ.....	64
4.2 Планирование научно-исследовательских работ	67
4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования	67
4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ	68
4.2.3 Разработка графика проведения научного исследования	69
4.2.4 Бюджет научно-технического исследования	71
4.2.4.1 Расчет материальных затрат	71
4.2.4.2 Расчет затрат на специальное оборудование	72
4.2.4.3 Расчёт затрат на электроэнергию.....	73
4.2.4.4 Основная заработная плата исполнителей темы	75
4.2.4.5 Дополнительная заработная плата исполнителей темы	76
4.2.4.6 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)	77
4.2.4.7 Накладные расходы	78
4.2.4.8 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта	78
4.3 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования..	79
Выводы по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение».....	81
5 Социальная ответственность	82
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	82
5.1.1 Правовые нормы трудового законодательства	82
5.1.2 Эргономические требования к правильному расположению и компоновке рабочей зоны	83

5.2 Производственная безопасность	84
5.2.1 Анализ вредных факторов	85
5.2.1.1 Повышенный уровень шума на рабочем месте	85
5.2.1.2 Недостаточная освещенность рабочего места.....	86
5.2.1.3 Повышенный уровень вибрации	87
5.2.1.4 Повышенный уровень электромагнитных излучений	87
5.2.2 Анализ опасных факторов	88
5.2.2.1 Высокое напряжения в электрической цепи.....	88
5.2.2.2 Пожаро-взрывоопасность	89
5.2.3 Мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работающего	90
5.3 Экологическая безопасность	91
5.3.1 Атмосфера.....	91
5.3.2 Гидросфера.....	92
5.3.3 Литосфера	93
5.4 Безопасность при чрезвычайных ситуациях.....	93
5.4.1 Анализ возможных ЧС	93
5.4.2 Меры предотвращения ЧС	94
Вывод по разделу «социальная ответственность».....	97
Заключение	98
Список используемых источников.....	99
Приложение А (обязательное) Структурная схема	107
Приложение Б (обязательное) Функциональная схема.....	109
Приложение В (обязательное) Схема внешних проводок	111
Приложение Г (обязательное) Схема информационных потоков	113
Приложение Д (обязательное) Блок-схема пуска/останова.....	115
Приложение Е (обязательное) Экранные формы	117
Приложение Ж (рекомендуемое) Опросный лист для клапана	119

Определения, обозначения, сокращения

В работе используются следующие термины с соответствующими определениями:

– **автоматизированная система (АС):** это комплекс аппаратных и программных средств, предназначенный для управления различными процессами в рамках технологического процесса. Термин автоматизированная, в отличие от термина автоматическая, подчеркивает сохранение за человеком–оператором некоторых функций либо наиболее общего, целеполагающего характера, либо не поддающихся автоматизации;

– **интерфейс (RS-232C, RS-422, RS-485, CAN):** это совокупность средств (программных, технических, лингвистических) и правил для обеспечения взаимодействия между различными программными системами, между техническими устройствами или между пользователем и системой;

– **мнемосхема:** это представление технологической схемы в упрощенном виде на экране АРМ;

– **мнемознак (мнемосимвол):** это представление объекта управления или технологического параметра (или их совокупности) на экране АРМ;

– **интерфейс оператора:** это совокупность аппаратно–программных компонентов АСУ ТП, обеспечивающих взаимодействие пользователя с системой;

– **протокол (CAN, OSI, ProfiBus, Modbus, HART, Profibus DP, Modbus RTU, Modbus +, CAN, DeviceNet):** это набор правил, позволяющий осуществлять соединение и обмен данными между двумя и более включёнными в соединение программируемыми устройствами;

– **техническое задание на АС (ТЗ):** утвержденный в установленном порядке документ, определяющий цели, требования и основные исходные данные, необходимые для разработки автоматизированной системы;

– **технологический процесс (ТП):** последовательность технологических операций, необходимых для выполнения определенного

вида работ. Технологический процесс состоит из рабочих операций, которые в свою очередь складываются из рабочих движений (приемов);

– **СУБД:** система управления базами данных – это совокупность программных и языковых средств, предназначенных для управления данными в базе данных, ведения базы данных, обеспечения многопользовательского доступа к данным;

– **архитектура АС:** архитектура автоматизированной системы – это набор значимых решений по организации системы программного обеспечения, набор структурных элементов и их интерфейсов, при помощи которых конструируется АС;

– **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;

– **ФЮРА. 425280:** код организации разработчика проекта (ТПУ); 425280 это – код классификационной характеристики проектной продукции по ГОСТ 3.1201-85 (в соответствии с шестизначный классификационной характеристикой ОКП этот код означает программно-технические комплексы для распределенного автоматизированного управления технологическим объектом, многофункциональные);

– **ОРС–сервер:** это программный комплекс, предназначенный для автоматизированного сбора технологических данных с объектов и предоставления этих данных системам диспетчеризации по протоколам стандарта ОРС;

– **объект управления:** обобщающий термин кибернетики и теории автоматического управления, обозначающий устройство или динамический процесс, управление поведением которого является целью создания системы автоматического управления;

– **программируемый логический контроллер (ПЛК):** специализированное компьютеризированное устройство, используемое для автоматизации технологических процессов. В отличие от компьютеров общего назначения, ПЛК имеют развитые устройства ввода-вывода сигналов датчиков и исполнительных механизмов, приспособлены для длительной работы без серьёзного обслуживания, а также для работы в неблагоприятных условиях окружающей среды. ПЛК являются устройствами реального времени;

– **диспетчерский пункт (ДП):** центр системы диспетчерского управления, где сосредотачивается информация о состоянии производства;

– **автоматизированное рабочее место (АРМ):** программно-технический комплекс, предназначенный для автоматизации деятельности определенного вида. При разработке АРМ для управления технологическим оборудованием, как правило, используют SCADA-системы;

– **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;

– **пропорционально-интегрально-дифференциальный (ПИД) регулятор:** устройство, используемое в системах автоматического управления для поддержания заданного значения измеряемого параметра. ПИД-регулятор измеряет отклонение стабилизируемой величины от заданного значения (уставки) и выдаёт управляющий сигнал, являющийся суммой трёх слагаемых, первое из которых пропорционально этому отклонению, второе пропорционально интегралу отклонения и третье пропорционально производной отклонения;

– **modbus:** это коммуникационный протокол, основанный на архитектуре «клиент-сервер».

В представленной работе используются следующие обозначения и сокращения:

- **PLC (Programmable Logic Controllers):** программируемые логические контроллеры (ПЛК);
- **HMI (Human Machine Interface):** человеко-машинный интерфейс;
- **IP (International Protection):** степень защиты;
- **ППЗУ:** программируемое постоянное запоминающее устройство;
- **АЦП:** аналого-цифровой преобразователь;
- **КИПиА:** контрольно-измерительные приборы и автоматика;
- **САР:** система автоматического регулирования;
- **ПАЗ:** противоаварийная автоматическая защита;
- **ПО:** программное обеспечение;
- **ПТК:** программно-технический комплекс;
- **ИМ:** исполнительный механизм;
- **АРМ:** автоматизированное рабочее место;
- **БД:** база данных;
- **УП:** узел предохранительных устройств;
- **УУ:** узел учета;
- **РП:** резервуарный парк;
- **ПНС:** подпорная нефтеперекачивающая станция;
- **НС:** основная насосная станция;
- **УР:** узел регулирования давления;
- **КП:** камера пуска;
- **НПС:** нефтеперекачивающая станция;
- **ГНПС:** головная нефтеперекачивающая станция;
- **ПНПС:** промежуточная нефтеперекачивающая станция;
- **ПНА:** подпорный насосный агрегат;
- **НМ:** насос магистральный;
- **НПВ:** насос подпорный вертикальный;
- **БДК:** база данных конфигураций.

Введение

Большую степень автоматизации имеют нефтеперекачивающие станции. В данной работе была рассмотрена подпорная насосная станция, которая играет большую роль в стабильности и долговечности работы нефтеперекачивающих станций. Была произведена модернизация автоматизации этого блока.

Основной целью выпускной квалификационной работы является модернизация технологического оборудования путем импортозамещения на российское оборудование. Актуальность импортозамещения в России резко возросла на фоне большого количества санкций.

Реализация этой работы непосредственно предполагает разработку рабочего проекта, выбор комплекса аппаратных и технических средств, а также разработку алгоритма и моделирование выбранного контура управления.

1 Требования к разрабатываемой системе

1.1 Исходные данные

В таблице 1 отображены исходные данные для выпускной квалификационной работы.

Таблица 1 – Исходные данные

Наименование параметра	Диапазон измерений	Погрешность измерения	Сигнализация и блокировка
Подача ПНА, м ³ /ч	2500	± 0,5 %	отсутствует
Напор ПНА, м	80	± 0,5 %	отсутствует
Давление на входе в ПНС, кгс/см ²	(5 – 10)	± 0,5 %	Световая индикация
Давление на выходе в ПНС, кгс/см ²	(18 – 25)	± 0,5 %	Световая индикация
Температура обмоток двигателя ПНА, °С	(150 – 180)	± 0,5 %	Световая индикация
Температура подшипников двигателя ПНА, °С	(150 – 180)	± 0,5 %	Световая индикация
Температура нефти в резервуаре, °С	(40 – 90)	± 0,5 %	отсутствует
Вибрация корпуса двигателя, мм/с	(0 – 100)	± 0,5 %	Световая индикация

На рисунке 1 изображена схема головной нефтеперекачивающей станции в упрощенном виде.

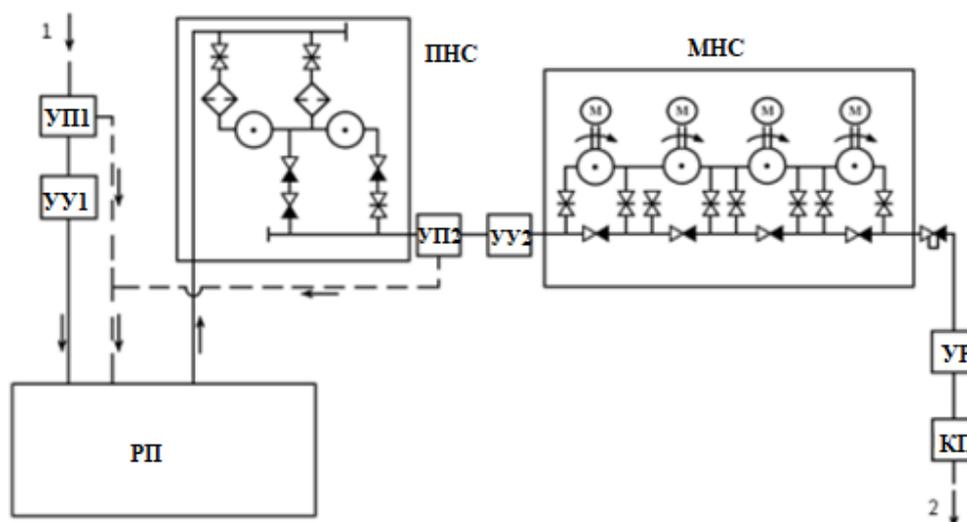


Рисунок 1 – Схема головной нефтеперекачивающей станции (упрощенная)

УП1, УП2 – узел предохранительных устройств;

УУ1, УУ2 – узел учета нефти;

РП – резервуарный парк;

ПНС – подпорная нефтеперекачивающая станция;

МНС – магистральная нефтеперекачивающая станция;

УР – узел регулирования давления;

КП – камера пуска средств очистки и диагностики.

1.2 Цели и задачи

Основные цели внедрения АСУ ТП следующие:

- обеспечить транспортировку с определенной производительностью с минимальными эксплуатационными затратами;
- повысить надежность работы нефтепровода и предотвращение аварий;
- оптимизировать режим работы технологических объектов;
- снизить сложность управления технологическим процессом;
- повысить точность и быстродействие измерения параметров технологических процессов.

Задачи, реализуемые при внедрении АСУ ТП следующие:

- обеспечение надежной работы технологического оборудования и предотвращения аварийных случаев;
- контроль и управление технологическим процессом транспортировки нефти с местного диспетчерского пункта;
- отправка данных о текущем состоянии в центральный диспетчерский пункт.

1.3 Назначение и состав подпорной нефтеперекачивающей станции

Подпорный насос предназначен для перекачки жидкости под давлением, представляет из себя гидравлическую машину. При преобразовании механической энергии привода в механическую энергию движения жидкости он нагнетает жидкость на определенную высоту,

направляет ее на нужное расстояние в горизонтальной плоскости или циркулировать в замкнутой системе [5].

Подпорные насосы являются частью оборудования насосной станции и выполняет одну или несколько из вышеперечисленных функций.

Основными параметрами насоса являются давление, расход, мощность и КПД. Перечисленные выше параметры определяют состав оборудования, конструктивные особенности и режим работы насосной станции. Конструкция различных типов насосов в основном определяется типом рабочего органа. Подпорные насосы производится заводом в вертикальном и горизонтальном исполнении [5].

На подпорной нефтеперекачивающей станции минимальное количество работающих ПНА должно быть два и один в резерве.

В состав подпорной насосной станции входят:

- три ПНА;
- запорная арматура на всасывании ПНА;
- запорно-регулирующая арматура на нагнетании ПНА;
- обратные клапаны.

1.4 Требования к автоматике

Система автоматики ПНС должна иметь следующие функции:

- измерение;
- контроль дискретных параметров;
- управление;
- индикация.

На ПНС должны производиться контроль и измерения следующих параметров:

- давление нефти на всасывании ПНА;
- давление нефти на нагнетании ПНА;
- давление нефти в резервуаре;
- температура двигателя ПНА;

- температура подшипников двигателя ПНА;
- вибрация корпуса двигателя ПНА;
- температура нефти в резервуаре;
- уровень нефти в резервуаре;
- расход нефти до и после резервуара.

На ПНС должно быть установлена и производиться управление запорной арматурой с электроприводом:

- на входной линии перед резервуаром;
- на входной линии всасывания ПНА;
- на выходной линии нагнетания ПНА.

На ПНС должна отображаться индикация следующих параметров:

- измеряемых параметров на щите оператора;
- измеряемых и расчётных параметров на дисплее оператора;
- аварий на мнемосхеме с выдачей звукового сигнала аварии или пожара.

1.5 Требования к техническому обеспечению

Все оборудование должно быть устойчивым к воздействию температур от минус 40 °С до плюс 70 °С и влажности не менее 80 % при температуре 35 °С [9].

Должна быть возможность наращивания, модернизации и развития системы программно-технического комплекса АС.

Все датчики должны соответствовать требованиям взрывобезопасности. Чувствительные элементы датчиков, соприкасающиеся с какой-либо агрессивной средой, должны быть выполнены из коррозионностойких материалов или для их защиты необходимо использовать разделители сред.

Степень защиты оборудования от пыли и влаги должна быть не менее IP56.

Выбор датчиков следует производить, ориентируясь на показатели мирового уровня и лучшие образцы отечественных изделий, такие как:

- время наработки на отказ не менее 100 тыс. час;
- гарантийный 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 [4].

1.6 Требования к программному обеспечению

Программное обеспечение АС имеет:

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

Набор конфигураций должен включать в себя:

- создание и ведение базы данных конфигурации по входным / выходным сигналам;
- конфигурирование алгоритмов управления, регулирования и защиты с использованием стандартных функциональных блоков;
- создание мнемосхем для отображения визуального состояния технологических объектов;
- конфигурирование отчетных документов (рапортов, протоколов).

Средства создания специального прикладного ПО должны включать в себя технологические и универсальные языки программирования и соответствующие средства разработки (компиляторы, отладчики). Технологические языки программирования должны соответствовать стандарту [20].

Базовое прикладное ПО должно обеспечивать выполнение стандартных функций соответствующего уровня АС (опрос, измерение, фильтрация, визуализация, сигнализация, регистрация и др.).

Специальное прикладное ПО должно обеспечивать выполнение нестандартных функций соответствующего уровня АС (специальные алгоритмы управления, расчеты и др.) [4].

2 Разработка аппаратной части системы автоматизации

2.1 Описание технологического процесса

Нефтеперекачивающая станция (НПС) – это комплекс инженерных сооружений, назначение которых обеспечение перекачки определенного количества нефти или нефтепродуктов. Нефтеперекачивающие станции бывают двух видов: головные и промежуточные.

Головная нефтеперекачивающая станция (ГНПС) обычно имеет расположение вблизи нефтяных сборных промыслов или нефтеперерабатывающих заводов. Она предназначена для приема нефти или нефтепродуктов, а также для обеспечения их дальнейшего перекачивания по трубопроводу.

Промежуточная нефтеперекачивающая станция (ПНПС) предназначена для увеличения давления перекачиваемой жидкости в трубопроводе. ПНПС размещается по трассе исходя из гидравлического расчета. Она состоит в основном из тех же объектов, что и ГНПС, но объемы резервуаров намного меньше, либо совсем отсутствуют [3].

На ГНПС выполняются следующие технологические процессы [3]:

- прием и учет нефти, нефтепродуктов;
- прием нефти в резервуарный парк для хранения;
- отправка нефти или нефтепродуктов по трубопроводу;
- пуск очистных, разделительных и диагностических устройств;
- внутрисканонарные перекачивания (из резервуара в резервуар, при зачистке резервуаров и т. д.);
- прием нефти или нефтепродуктов с других объектов.

На нефтеперекачивающих станциях используются два типа технологических насосов: подпорные насосы и основные насосы. Основные насосы установлены на основных насосных станциях ГНПС и ПНПС. Подпорные насосы устанавливаются только на ГНПС и играют вспомогательную роль. Они предназначены для перекачивания нефти из резервуарного парка и отправки ее на всасывание основным насосам с

необходимым для них давлением, чтобы предотвратить кавитацию в основных насосных агрегатах.

Подпорным насосом является гидравлическая машина, назначение которой, перекачивание жидкости под напором. Принцип работы следующий: происходит преобразование механической энергии приводного двигателя в механическую энергию движущейся жидкости, тем самым насосы поднимают жидкость на нужную высоту, отправляют ее на необходимое расстояние в горизонтальной плоскости или происходит циркуляция в замкнутой системе [5].

Подпорные насосы соединяются между собой только параллельно. В основном на подпорной станции используется один или два рабочих насоса и один резервный [3].

Современным типом подпорных насосов являются насосы НПВ (нефтяные подпорные вертикальные) (рисунок 2). Они выпускаются четырёх типоразмеров: НПВ 1250-60, НПВ 2500-80, НПВ 3600-90, НПВ 5000-120. Цифры в маркировке указывают на производительность ($\text{м}^3/\text{ч}$) и напор насоса (м) [5].



Рисунок 2 – Насос НПВ 2500-80

Технологическая схема ГНПС изображена на рисунке 3 [16].

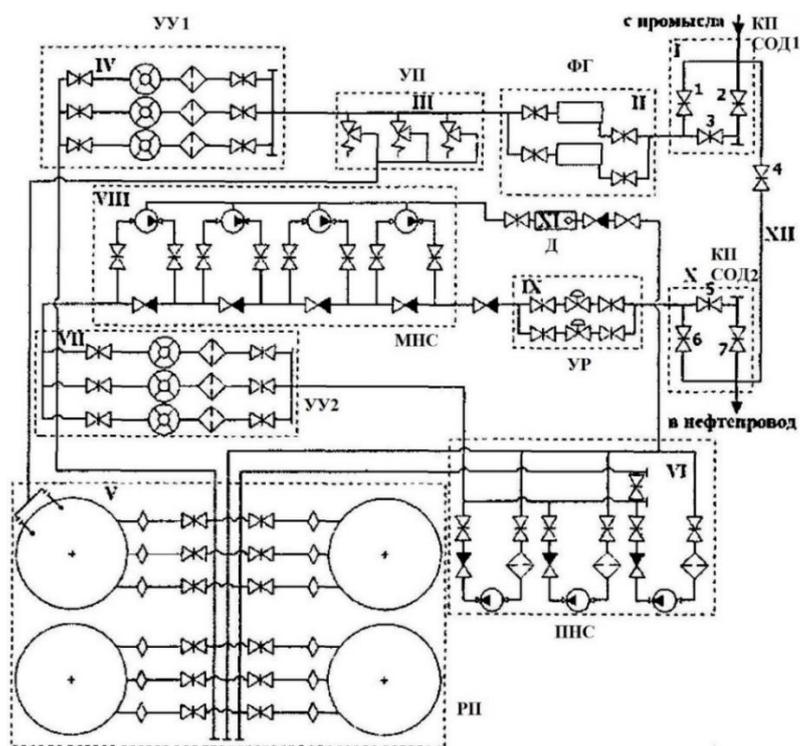


Рисунок 3 – Технологическая схема головной нефтеперекачивающей станции (ГНПС)

КП СОД1 – камера приема средств очистки и диагностики;

ФГ – фильтр-грязеуловитель;

УП – узел предохранительных устройств;

УУ1 – узел учета нефти с промысла;

РП – резервуарный парк;

ПНС – подпорная нефтеперекачивающая станция;

УУ2 – узел учета нефти на магистраль;

МНС – магистральная нефтеперекачивающая станция;

УР – узел регулирования давления;

КП СОД2 – камера пуска средств очистки и диагностики;

Д – дренажный колодец.

Нефть поступает на ГНПС и проходит последовательно камеру приема скребка (КП СОД1), площадку фильтров-грязеуловителей (ФГ), узел предохранительных устройств (УП), узел учёта (УУ1) и направляется в резервуарный парк (РП).

РП ГНПС 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 подпорную насосную станцию (ПНС). В случае, когда все резервуары заполнены, нефть направляется на ПНС, минуя РП.

На рисунке 4 показано движение нефти по обвязке подпорных насосов на всасывании.

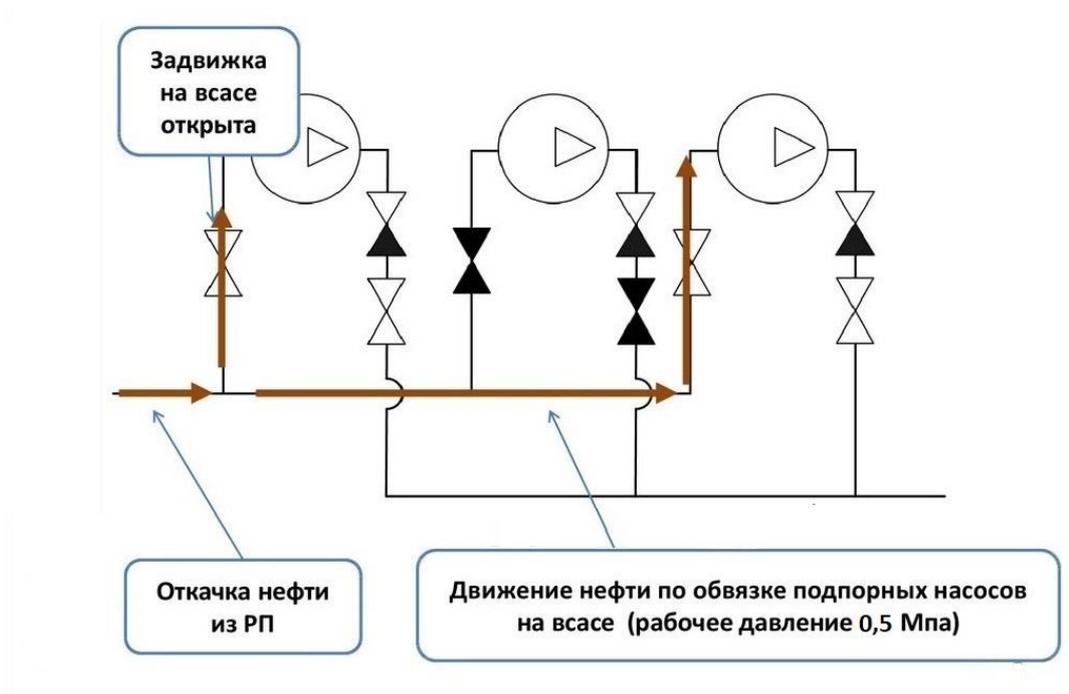


Рисунок 4 – Подпорная насосная станция (всасывание)

На рисунке 5 показано движение нефти по обвязке подпорных насосов на нагнетании.

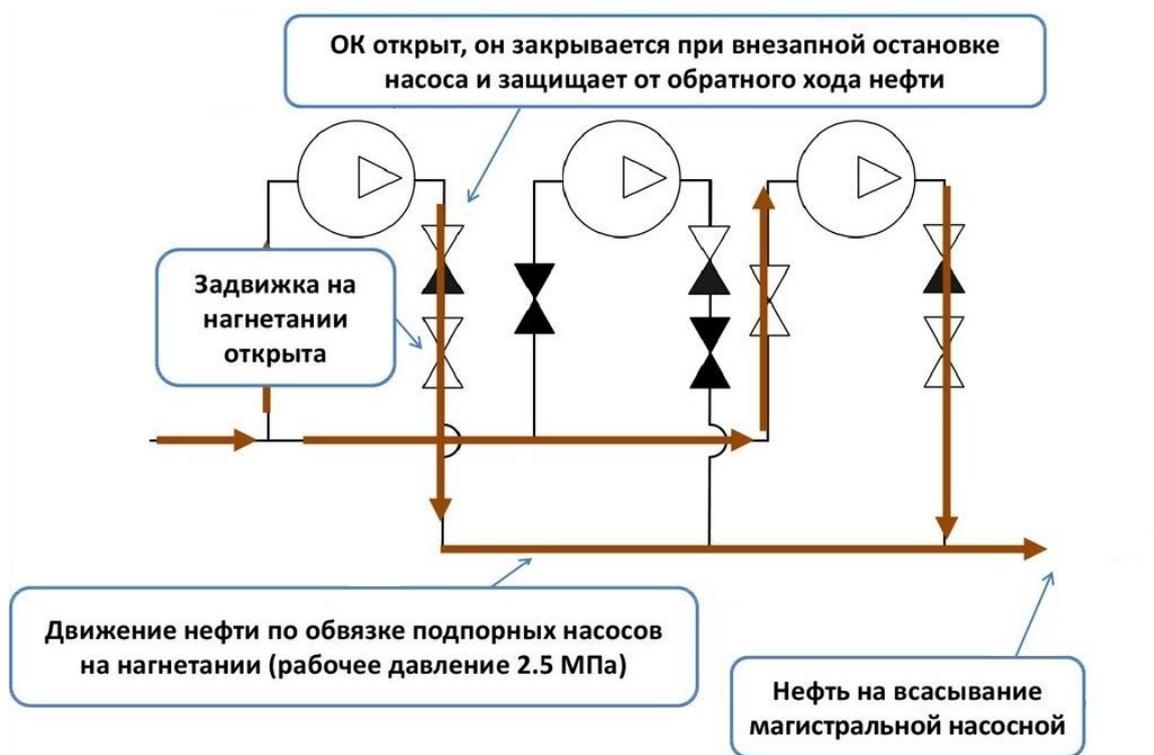


Рисунок 5 – Подпорная насосная станция (нагнетание)

Из резервуарного парка нефть отбирается подпорными насосами и отправляется, с необходимым давлением, на всасывание насосов магистральной насосной станции (МНС).

Между ПНС и МНС имеется второй узел учета (УУ2). Второй узел учета измеряет количества нефти, отправленной в магистраль.

После МНС нефть через узел регулирования давления (УР) и камеру пуска скребка (КП СОД2) отправляется в магистральный нефтепровод.

2.2 Разработка структурной схемы

Объектом управления является подпорная нефтеперекачивающая станция и в соответствии с ТЗ была разработана система автоматизированного управления ПНА. В трубопроводах происходит замер давления на всасывании и нагнетании насосного агрегата. Исполнительными устройствами является запорно-регулирующая арматура с электроприводом.

Трехуровневая структура АС приведена в приложении А.

Автоматизированная система управления имеет трехуровневую структуру. На верхнем уровне располагаются рабочие станции, соединенные

сетью Ethernet. На среднем уровне – промышленные контроллеры, на нижнем – датчики и исполнительные механизмы. Части системы могут взаимодействовать по различным каналам связи: выделенные линии; коммутируемые телефонные линии; связь через радиомодемы; оптоволоконные каналы, GSM связь и др. В качестве первичных датчиков используются датчики и сигнализаторы температуры, давления, вибрации, расхода, уровня.

Нижний (полевой) уровень состоит из первичных датчиков (давления на выходе насоса, вибрации по трем осям, температуры подшипников и обмоток двигателя насоса, температуры и уровня нефти в резервуаре, расхода нефти до резервуара и после ПНА), и исполнительных устройств (клапанов с электроприводом). Все сигналы преобразуются в электрические и поступают на микропроцессорный контроллер [1].

Средний (контроллерный) уровень состоит из локального контроллера. Контроллер на этом уровне преобразует электрические сигналы в технические единицы, управляет работой нефтеперекачивающей станции по программе, заложенной в нём, передает информацию о состоянии станции на верхний уровень [1].

Верхний (информационно-вычислительный) уровень состоит из сервера базы данных и компьютеров, объединенных в локальную сеть Ethernet. Автоматическая система управления ПНС является частью SCADA-системы, предназначенной для централизованного сбора и контроля данных со всего нефтепровода. Данные с каждой перекачивающей станции собираются в районный диспетчерский пункт. Эти данные несут основную информацию о станции [1].

2.3 Разработка функциональной схемы автоматизации

Функциональная схема автоматизации представляет собой технический документ, в котором определяется функционально-блочная структура отдельных узлов автоматического контроля, управления и

регулирования технологического процесса и оснащения объекта управления приборами и средствами автоматизации. На функциональной схеме отображают системы регулирования, автоматического контроля, дистанционного управления, сигнализации [1].

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.

В соответствии с заданием разработана функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.408–2013 [7] и ГОСТ 21.208–2013 [8].

Функциональная схема представлена в приложении Б.

2.4 Разработка информационных потоков

Для того чтобы идентифицировать элементы для контроля и управления используются специальные кодировки (идентификаторы).

Структура идентификатора имеет вид: AAA_BBBB_CCC.

Параметры, транслируемые в локальную вычислительную сеть, включают в себя:

- давление на всасывании ПНА;
- давление на нагнетании ПНА;

- давление в резервуаре;
- перепад давления на фильтрах;
- уровень нефти в резервуаре;
- расход нефти до и после резервуара;
- температура подшипников и электродвигателя ПНА;
- температура нефти в резервуаре;
- вибрация насосного агрегата.

Каждый параметр имеет свой индивидуальный идентификатор (ТЕГ), состоящий из символьной строки. Структура идентификатора следующая:

AAA – параметр (максимум 3 символа) принимает следующие значения:

- DVI – давление;
- TEM – температура;
- VIB – вибрация
- URV – уровень;
- DVD – перепад давления;
- RAS – расход;
- ZRA – запорная арматура.

BBBB – код технологического аппарата (максимум 4 символа) принимает следующие значения:

- FTR1 – фильтр нефти 1;
- FTR2 – фильтр нефти 2;
- REZ1 – входная линия резервуара;
- REZ2 – резервуар;
- PNA1 – входная линия насоса;
- PNA2 – выходная линия насоса;
- PNA3 – насосный агрегат.

CCC – уточнение (максимум 3 символа) принимает следующие значения:

- NEF – нефть;

- PO1 – подшипник 1;
- PO2 – подшипник 2;
- DVG – электродвигатель.

Кодировка тэгов отражена в таблице 2.

Таблица 2 – Кодировка тэгов

Кодировка	Расшифровка	Тип
DVI_REZ1_NEF	Давление нефти на входной линии резервуара	REAL
DVI_REZ2_NEF	Давление нефти в резервуаре	REAL
DVI_PNA1_NEF	Давление нефти на входной линии ПНА	REAL
DVI_PNA2_NEF	Давление нефти на выходной линии ПНА	REAL
DVD_FTR1_NEF	Перепад давления на фильтре 1	REAL
DVD_FTR2_NEF	Перепад давления на фильтре 2	REAL
RAS_REZ1_NEF	Расход нефти на входной линии резервуара	REAL
RAS_PNA2_NEF	Расход нефти на выходной линии ПНА	REAL
URV_REZ2_NEF	Уровень нефти в резервуаре	REAL
TEM_REZ2_NEF	Температура нефти в резервуаре	REAL
TEM_PNA3_DVG	Температура электродвигателя ПНА	REAL
TEM_PNA3_PO1	Температура подшипника 1 ПНА	REAL
TEM_PNA3_PO2	Температура подшипника 2 ПНА	REAL
VIB_PNA3_DVG	Вибрация электродвигателя ПНА	REAL
ZRA_REZ1_NEF	Положение клапана на входной линии резервуара	BOOL
ZRA_PNA1_NEF	Положение клапана на входной линии ПНА	BOOL
ZRA_PNA2_NEF	Положение клапана на выходной линии ПНА	REAL

2.5 Выбор технических средств

Задача при выборе программного и аппаратного обеспечения, которое будет использоваться для реализации проекта системы автоматизации, заключается в анализе вариантов и определении компонентов системы автоматизации.

Программное и аппаратное обеспечение системы автоматизации подпорной нефтеперекачивающей станции: контроллерное оборудование, измерительные и исполнительные устройства, а также системы сигнализации.

Измерительные устройства собирают всю необходимую информацию о технологическом процессе.

Исполнительные устройства преобразуют электрическую энергию в механическую, чтобы воздействовать на объект управления с разработанным алгоритмом управления.

Контроллерное оборудование нужно для выполнения логических операций вычислений.

2.5.1 Выбор контроллерного оборудования

Для выбора контроллера произведем оценку следующих видов ПЛК: ОВЕН ПЛК110 [6]; ЭЛСИМА-М01 [13]; ОВЕН ПЛК160 [6];

В таблице 3 отображены сравнительные характеристики.

Таблица 3 – Технические характеристики контроллеров

Технические характеристики	ОВЕН ПЛК110	ЭЛСИМА-М01	ОВЕН ПЛК160
Интерфейсы связи	RS-485; RS-232; RS-232-Debug; Ethernet 100 Base-T.	Ethernet; RS-485; USB.	RS-485; RS-232; RS-232 Debug; Ethernet 100 Base-T; USB-Device; USB-Host.
Центральный процессор	RISC-процессор Texas Instruments Sitara AM1808, 180 МГц	Cortex ARM8, 300 МГц	RISC-процессор Texas Instruments Sitara AM1808, 400 МГц
Объем оперативной памяти (тип памяти)	128 Мб	128 Мб	128 Мб
Вероятность безотказной работы	60 000 ч	80000 ч	100000 ч
Средний срок службы	8 лет	12 лет	8 лет
Рабочая температура, °С	от минус 10 до плюс 50 °С	от минус 40 до плюс 50 °С	от минус 40 до плюс 55 °С
Цена, руб	от 43000 руб	от 54000 руб	от 64000 руб

По функционалу ПЛК близки, но предпочтение отдано ОВЕН ПЛК160 (рисунок 6) ввиду требуемого быстродействия и количества входов/выходов на ПЛК не требующих добавления дополнительных модулей ввода/вывода.



Рисунок 6 – ОВЕН ПЛК160

Преимущества ОВЕН ПЛК160 [6]:

- наличие встроенных дискретных и аналоговых входов/выходов на борту;
- скоростные входы для обработки энкодеров;
- ведение архива работы оборудования или работа по заранее оговоренным сценариям при подключении к контроллеру USB-накопителей;
- простое и удобное программирование в системе CODESYS V.2 через порты USB Device, Ethernet, RS-232 Debug;
- передача данных на верхний уровень через Ethernet или GSM-сети (GPRS);
- наличие двух исполнений по питанию (220 В и 24 В);
- 3 последовательных порта (RS-232, RS-485):
- увеличение количества входов-выходов;
- управление частотными преобразователями;
- подключение панелей операторов, GSM-модемов, считывателей штрих-кодов и т.д.

2.5.2 Выбор датчиков

Все датчики и первичные преобразователи устанавливаются на технологическом оборудовании. Ниже представлены варианты первичных датчиков, применяемых в системе автоматизации подпорной нефтеперекачивающей станции. Были выбраны датчики, которые в полной мере удовлетворяют требованиям, таким как: цена, надежность, диапазон рабочих температур, диапазон измерений, класс точности, тип выходного сигнала и т.д.

2.5.2.1 Выбор датчика давления

Выбор датчика давления производился из трех возможных варианта: ОВЕН ПД200 [6], ОВЕН ПД100 [6], Элемер-100 [11]. Сравнительные характеристики датчиков приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Технические характеристики датчиков давления

Технические характеристики	ОВЕН ПД200	ОВЕН ПД100	Элемер-100
Диапазон измерений	(0 – 6) МПа	(0 – 4) МПа	(0 – 16) МПа
Температура окружающей среды	от минус 40 до плюс 70 °С	от минус 40 до плюс 80 °С	от минус 40 до плюс 80 °С
Выходной сигнал	(4 – 20) мА, HART	(4 – 20) мА	(4 – 20) мА, HART
Степень защиты от внешних воздействий	IP65	IP65	IP65
Вероятность безотказной работы	500000 ч	500000 ч	–
Средний срок службы	12 лет	12 лет	5 лет
Основная приведенная погрешность	± 0,1 %	± 0,5 %	± 0,15 %
Цена	от 40000 руб	от 20000 руб	от 35000 руб

По техническим характеристикам датчики близки, но предпочтение отдано ОВЕН ПД200 (рисунок 7) ввиду надежности, срока службы и наименьшей приведенной погрешности.



Рисунок 7 – Датчик давления ОВЕН ПД200

ОВЕН ПД200 является интеллектуальным датчиком давления и обеспечивает непрерывное преобразование давления измеряемой среды (дифференциального, избыточного и избыточного-вакуумметрического) в унифицированный выходной токовый сигнал (4 – 20) мА и цифровой сигнал стандарта HART [6].

Рекомендуемая рабочая среда для датчиков – различные жидкости (в том числе агрессивные), пар, газы (в том числе метан), парогазовые и газовые смеси, не агрессивные к материалу измерительной мембраны и уплотнения сенсора, при давлении, не превышающем верхний предел измерения датчика [6].

2.5.2.2 Выбор датчика температуры

Для стабильной работы ПНС необходимо измерять температуру нефти в резервуаре, подшипников электродвигателя, температуру двигателя насоса.

Выбор датчика температуры производился из трех возможных варианта: ОВЕН ДТСхх5 [6], ОВЕН ДТСхх5.И [6], ТСПУ Метран-276 [10]. Сравнительные характеристики датчиков приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Технические характеристики датчиков температуры

Технические характеристики	ОВЕН ДТСхх5	ОВЕН ДТСхх5.И	ТСМУ Метран-276
Диапазон измерений	от минус 100 до плюс 450 °С	от минус 50 до плюс 500 °С	от минус 50 до плюс 500 °С
Температура окружающей среды	от минус 60 до плюс 85 °С	от минус 40 до плюс 85 °С	от минус 45 до плюс 70 °С
Предел допускаемой погрешности	0,15 %	0,25 %	0,5 %
Выходной сигнал	(4 – 20) мА, HART	(4 – 20) мА, HART	(4 – 20) мА
Степень защиты от внешних воздействий	IP65	IP65	IP65
Вероятность безотказной работы	не менее 40000 часов	не менее 15000 часов	-
Средний срок службы	10 лет	10 лет	10 лет
Цена	от 1600 руб	от 16000 руб	от 6900 руб

По техническим характеристикам предпочтение отдано датчику ОВЕН ДТСхх5 (рисунок 8), т.к. он имеет небольшую стоимость и наименьший предел допускаемой погрешности.



Рисунок 8 – Датчик температуры ОВЕН ДТСхх5

Термопреобразователи ДТСхх5 предназначены для непрерывного измерения температуры твердых, жидких и газообразных сред.

Согласно официальному сайту компании ОВЕН [6], отличительные особенности датчика следующие:

- бюджетная цена датчиков;
- кабельный вывод обеспечивает удобство и быстроту монтажа;

– имеют сертификат средств измерений и проходят первичную поверку на заводе-изготовителе;

– устойчивость к внешним механическим воздействиям по ГОСТ Р 52931-2008: без монтажных элементов (в металлической гладкой защитной арматуре) соответствуют группе V2 [9].

2.5.2.3 Выбор датчика вибрации

Выбор датчика вибрации производился из двух возможных варианта [12]: КД619 и КД650. Сравнительные характеристики датчиков приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Технические характеристики датчиков вибрации

Технические характеристики	КД619	КД650
Диапазон измерений	(0 – 490) мм/с ²	(0 – 80) мм/с ²
Температура окружающей среды	от минус 60 до плюс 135 °С	от минус 60 до плюс 135 °С
Диапазон рабочих частот	(2 – 10000) Гц	(10 – 4000) Гц
Предел допускаемой погрешности	± 5 %	± 5 %
Выходной сигнал	(4 – 20) мА	(4 – 20) мА
Степень защиты от внешних воздействий	IP67	IP67
Вероятность безотказной работы	100000 ч	100000 ч
Средний срок службы	20 лет	20 лет
Цена	от 8000 руб	от 10000 руб

По техническим характеристикам предпочтение отдано датчику КД619 (рисунок 9) из-за наибольшего диапазона измерения и меньшей стоимости.



Рисунок 9 – Датчик вибрации КД619

Датчик КД619 преобразует механические колебания различных машин и агрегатов, в частности агрегатов роторного типа (газовые, паровые и гидротурбины, компрессоры, насосы, электродвигатели и т.д.) в

пропорциональный электрический сигнал и может быть использован в нефтяной, газовой, энергетической и других отраслях промышленности, где необходимо измерять параметры вибрации. Диапазон частот (2 – 10000) Гц, что позволяет выявлять дефекты по спектральному анализу вибрации [12].

Принцип действия вибропреобразователей основан на использовании прямого пьезоэлектрического эффекта, состоящего в появлении электрического заряда на пьезоэлектрической пластине, пропорционального ускорению, действующему на вибропреобразователь [12].

2.5.2.4 Выбор датчика уровня

Выбор датчика уровня производился из двух возможных вариантов: ОВЕН ПДУ [6] и Сапфир-22МП-ДУ [11]. Сравнительные характеристики датчиков приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Технические характеристики датчиков уровня

Технические характеристики	ОВЕН ПДУ	Сапфир-22МП-ДУ
Предел допускаемой погрешности	0,2 %	0,5 %
Выходной сигнал	(4 – 20) мА	(4 – 20) мА
Степень защиты от внешних воздействий	IP67	IP54
Плотность измеряемой среды	$\geq 0,66 \text{ г/см}^3$	до $0,4 \text{ г/см}^3$
Температура окружающей среды	от минус 40 до плюс 85 °С	от минус 30 до плюс 50 °С
Температура измеряемой среды	от минус 60 до плюс 125 °С	от минус 50 до плюс 120 °С
Диапазон измеряемой величины	(250 – 10000) мм	(250 – 10000) мм
Средний срок службы	12 лет	–
Цена	от 20000 руб	от 30500 руб

По техническим характеристикам был выбран уровнемер ОВЕН ПДУ (рисунок 10) из-за наименьшего предела допускаемой погрешности и меньшей стоимости.



Рисунок 10 – Уровнемер ОВЕН ПДУ

Поплавковые датчики уровня ОВЕН ПДУ предназначены для непрерывного преобразования уровня жидкости в унифицированный аналоговый выходной сигнал (4 – 20) мА.

Взрывозащита типа «взрывонепроницаемые оболочки «d» 1 Ex d IIC T4 Gb позволяет эксплуатировать датчики в составе систем контроля уровня жидкости на взрывоопасных производствах или в помещениях и установках, в которых находятся емкости с взрывоопасными средами: всевозможными видами топлива, стоками нефтеперерабатывающих заводов, автопредприятий, химических производств и т.п. Арматура датчика изготавливается из нержавеющей стали 12Х18Н10Т и AISI 316L [6].

Барьер искрозащиты не требуется, т.к. аналоговый преобразователь находится во взрывонепроницаемой оболочке. Пользователю необходимо только защитить от повреждений идущий к датчику кабель, поместив его в металлорукав [6].

2.5.2.4 Выбор датчика расхода

Выбор датчика расхода производился из трех возможных вариантов [11]: СИМАГ-11, ЭМИС-МАГ-270, СИМАГ-12. Сравнительные характеристики датчиков приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Технические характеристики датчиков расхода

Технические характеристики	СИМАГ-11	ЭМИС-МАГ-270	СИМАГ-12
Предел допускаемой погрешности	0,5 %	0,5 %	0,25 %
Выходной сигнал	(4 – 20) мА	(4 – 20) мА, HART	(4 – 20) мА, HART
Степень защиты от внешних воздействий	IP65	IP65	IP68
Диапазон рабочего давления	4 МПа	32 МПа	10 МПа
Температура окружающей среды	от минус 20 до плюс 50 °С	от минус 40 до плюс 70 °С	от минус 40 до плюс 75 °С
Температура измеряемой среды	от минус 10 до плюс 150 °С	от минус 40 до плюс 130 °С	от минус 40 до плюс 150 °С
Вероятность безотказной работы	25000 часов	–	25000 часов
Средний срок службы	10 лет	10 лет	10 лет
Цена	от 20000 руб.	от 30500 руб.	от 79000 руб.

По техническим характеристикам предпочтение отдано расходомеру ЭМИС-МАГ-270 (рисунок 11), т.к. имеет подходящий диапазон температуры окружающей среды, HART протокол и среднюю ценовую категорию.



Рисунок 11 – Расходомер ЭМИС-МАГ-270

Интеллектуальный электромагнитный расходомер ЭМИС-МАГ-270 предназначен для [11]:

- измерения расхода электропроводных жидких сред, в том числе двухкомпонентных, пищевых, загрязненных (с включением твердых частиц или суспензий) и агрессивных (в том числе сероводородсодержащих сред, растворов солей, кислот, щелочей и т.п.), с минимальной удельной электропроводностью $5 \cdot 10^{-4}$ См/м, в прямом и обратном потоке;

- преобразования результата измерения в выходной сигнал (импульсный, частотный, аналоговый (4 – 20) мА, цифровой Modbus RTU и HART);

- индицирования параметров на жидкокристаллическом индикаторе;

- выдачи сигнала тревоги (сигнализации).

2.5.3 Выбор исполнительных механизмов

Исполнительный механизм – это устройство в системе управления, которое создает управляющее воздействие с помощью регулятора путем механического перемещения регулирующего органа на объект управления.

Регулирование исполнительным механизмом позволяет изменять процесс в требуемом направлении для реализации поставленной задачи – стабилизации регулируемой величины.

В процессе перекачивания нефти нужно регулировать давление на выходе ПНС так, чтобы оно было не выше заданного, исходя из условий прочности трубопровода, и не ниже заданного давления на входе в МНС, исходя из условий кавитации насоса. В качестве исполнительного механизма для регулирования давления нефти используется запорно-регулирующая арматура с электроприводом.

В качестве регулирования давления используется метод дросселирования (рис. 12). РЕ-РТ-РС-РУ – контур регулирования давления (Р) [1].

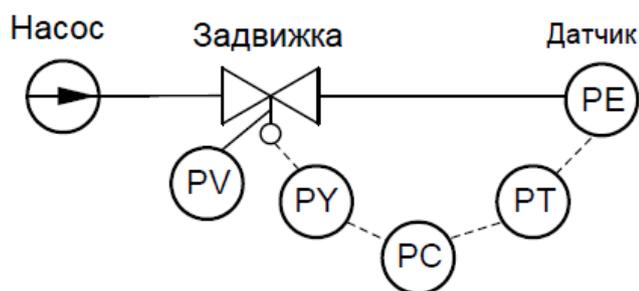


Рисунок 12 – Метод дросселирования

Для быстрого и плавного регулирования давления наибольшее распространение получил метод дросселирования потока. Дросселирующим устройством служит задвижка (кран, вентиль) или специальная шайба.

Метод дросселирования используется только на напорном трубопроводе насоса, но не на всасывающем. Дросселирование на всасывающем трубопроводе увеличит сопротивление линии всасывания и может случиться кавитации.

Выбор запорно-регулирующего клапана производился из двух возможных варианта [14]: КР113 25с947нж с электроприводом REGADA и

КР144 25нж52нж с пневмоприводом Rotork. Сравнительные характеристики клапанов и приводов приведены в таблице 9 и 10:

Таблица 9 – Технические характеристики клапанов

Технические характеристики	КР113	КР144
Условная пропускная способность Kv , м ³ /ч	(0,1 – 1600)	(0,1 – 1600)
Рабочий ход плунжера, мм	50	50
Температура окружающей среды	от минус 50 до плюс 50 °С	от минус 50 до плюс 40 °С
Температура перекачиваемой среды	от минус 40 до плюс 425 °С	от минус 60 до плюс 560 °С
D_y , мм	(15 – 300)	(15 – 300)
Вероятность безотказной работы	10000 часов	10000 часов
Средний срок службы	10 лет	12 лет
Давление, МПа	(0 – 4)	(0 – 4)
Цена	от 280000 руб	от 350000 руб

Таблица 10 – Технические характеристики приводов

Технические характеристики	REGADA	Rotork
Крутящий момент, Нм	(50 – 7200)	(7 – 4600)
Время закрытия, с	94	–
Температура окружающей среды	от минус 50 до плюс 40 °С	от минус 50 до плюс 70 °С
Степень защиты от внешних воздействий	IP67	IP65
Цена	от 42000 руб	от 96000 руб

По техническим характеристикам был выбран клапан КР113 25с947нж с электроприводом REGADA (рисунок 13). Основным критерием при выборе исполнительного механизма была стоимость.



Рисунок 13 – КР113 25с947нж

Расчеты и исходные данные условной пропускной способности клапана взяты из учебного пособия [2].

Расчет условной пропускной способности клапана Kvy ($\text{м}^3/\text{час}$) производят по следующей формуле:

$$Kvy = Q_{max} \sqrt{\frac{p}{1000 * \Delta p_{po}}}, \quad (1)$$

где Q_{max} – максимальный расход в трубопроводе [$\text{м}^3/\text{ч}$];

Δp_{po} – потеря давления на клапане (ее принимают равной 0,1 МПа) [1];

p – плотность среды ($\text{кг}/\text{м}^3$).

Исходными данными для расчета условной пропускной способности следующие [2]:

Δp_{po} – потеря давления на клапане принята равной 0,1 МПа;

p – плотность нефти 890 $\text{кг}/\text{м}^3$;

Q_{max} – максимальное значение расхода 120 $\text{м}^3/\text{ч}$.

$$Kvy = 120 * \sqrt{\frac{890}{1000 * 0,1}} = 358 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

После того как рассчитали максимальную пропускную способность, ее следует завязать на 20 %, что объясняется следующими причинами [2]:

– регулирующий орган, обеспечивающий нормальный расход в положении полного открытия, не даст необходимого увеличения расхода в переходном режиме (при условии возникновения перерегулирования САР);

– производителями допускается разброс 10 % значения пропускной способности для регулирующих органов одного типоразмера;

– в условиях эксплуатации технологической установки возможна некоторая вариация значений расхода и перепада давления.

Тогда $Kvy = 358 + 20\% = 430 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Из методических указаний [2], для регулирующих клапанов с размерами $Dy = (15 - 300)$ мм значения Kvy обычно образуют следующий ряд ($\text{м}^3/\text{ч}$): 6,3; 10; 16; 25; 40; 63; 100; 160; 250; 400; 630; 1000; 1600 и 2500.

Тогда, пропускная способность клапана будет не менее 630 м³/ч.

В соответствии с техническими характеристиками пропускной способности клапана и полученной условной пропускной способностью найден присоединительный размер клапана к трубопроводу, равный 200 мм [14].

Клапаны предназначены для установки в качестве регулирующих органов в системах автоматического регулирования технологическими процессами. Присоединение к трубопроводу – фланцевое [14].

Принцип действия следующий: поток рабочей среды регулируется путем перемещения плунжера относительно седла клапана, изменяя тем самым пропускную способность клапана согласно сигналам, поступающим на электропривод, который изменяет площадь открытого проходного отверстия седла.

Опросный лист для клапана КР113 25с947нж представлен в приложении Е.

2.6 Разработка схемы внешних проводок

Схема внешних проводок приведена в приложении В. Полевые приборы включают в себя:

- датчики давления ОВЕН ПД200, расположенные на всасывании и нагнетании ПНА;
- датчики температуры ОВЕН ДТСхх5, расположенные на резервуаре, подшипниках и на обмотках двигателей насосов;
- датчики вибрации КД619, расположенные на корпусе двигателя насоса;
- датчик уровня ОВЕН ПДУ, расположенный на резервуаре;
- датчики расхода ЭМИС-МАГ-270, расположенные до резервуара и после ПНА.

На выходе датчиков уровня и вибрации токовый сигнал (4 – 20) мА.

У датчика давления, температуры и расхода имеется встроенный преобразователь сигнала, в итоге, на выходе имеется токовый сигнал (4 – 20) мА.

Для передачи сигналов на щит КИПиА используются по три провода: (4 – 20) мА и заземление. В качестве кабеля выбран КВВГнг 4х1,5 (рисунок 14).



Рисунок 14 – Кабель КВВГнг 4х1,5

Расшифровка аббревиатуры кабеля КВВГнг 4х1,5 [15]:

- * – отсутствие буквы А означает, что токопроводящая жила – медная;
- К – контрольный;
- В – изоляция из ПВХ пластиката;
- В – оболочка из поливинилхлоридного пластиката;
- Г – отсутствие защитного покрова;
- нг – не распространяет горение при групповой прокладке;
- 4 – количество жил;
- 1,5 – площадь поперечного сечения силовой жилы (мм²).

Кабель КВВГнг 4х1,5 – это кабель с медными токопроводящими жилами с пластмассовой изоляцией в пластмассовой оболочке, с защитным покровом. Используется для неподвижного присоединения к электрическим приборам, аппаратам и распределительным устройствам номинальным переменным напряжением до 660 В частотой до 100 Гц или постоянным напряжением до 1000 В при температуре окружающей среды от минус 50 °С до плюс 50 °С [15].

3 Разработка программного, информационного и алгоритмического обеспечения

3.1 Выбор алгоритмов управления

В выпускной квалификационной работе разработаны следующие алгоритмы АС:

- алгоритм пуска/останова технологического оборудования;
- алгоритм сбора данных измерений.

Для представления алгоритма пуска/останова и сбора данных используются правила ГОСТ 19.701-90 [17].

3.2 Алгоритм сбора данных измерений

В качестве канала измерения был выбран канал измерения давления в трубопроводе после насоса. Для этого канала был разработан алгоритм сбора данных. Алгоритм сбора данных с канала измерения давления нефти в трубопроводе представлен в приложении Г.

3.3 Алгоритм пуска/останова технологического оборудования

В качестве технологического оборудования выбран насосный агрегат. Для выбранного технологического оборудования был разработан алгоритм пуска/останова. Алгоритм пуска/останова насосного агрегата представлен в приложении Д.

3.4 Алгоритм автоматического регулирования давлением

В качестве алгоритма регулирования используется алгоритм ПИД-регулирования. Он позволяет достичь хорошего качества регулирования, малого времени выхода на режим и невысокую чувствительность к возмущающим сигналам в системе. Хорошо подобранный процесс ПИД-регулирования – близкое к универсальному средство, поддерживающее необходимое значение указанного параметра в системах автоматического управления.

Регулятор реагирует на отклонение указанного параметра от необходимого значения (уставки) и посылает корректирующий сигнал на исполнительный механизм. Этот сигнал состоит из трех частей: пропорциональной отклонению, пропорциональной интегралу отклонения и пропорциональной производной отклонения.

В качестве регулируемой величины выступает давление в магистральной нефтепроводе. Объектом управления был выбран участок между точкой измерения давления и регулирующим органом. Длина данного участка определяется правилами установки датчика и регулирующих органов и составляет 5 метров [1].

С рабочего места оператора устанавливается давление, которое необходимо поддерживать в трубопроводе. Далее это давление приводится к унифицированному токовому сигналу (4 – 20) мА и подается на ПЛК. В ПЛК также подается значение с датчика давления, происходит сравнительный анализ значений, и формируется выходной токовый сигнал. Этот сигнал подается на преобразователь, на выходе которого получаем частоту, пропорционально которой работает насос. На объект управления воздействует возмущение в виде потока проходящей жидкости.

Рассмотрим передаточные функции звеньев, входящих в данную модель.

Для составления передаточной функции преобразователя частоты необходимо рассчитать коэффициент передачи $k_{пч}$ и постоянную времени $T_{пч}$. Так как управление происходит током (4 – 20) мА, а частота изменяется в диапазоне (0 – 50) Гц, максимальной частоте $f = 50$ Гц будет соответствовать ток $I = 20$ мА [18]:

$$k_{пч} = \frac{f}{I} = \frac{50}{20} = 2,5. \quad (2)$$

Примем постоянную времени для преобразователя частоты $T_{пч} = 0,011$ секунд [19]. Тогда, можно записать передаточную функцию преобразователя частоты $W_{пч}$ [1]:

$$W_{\text{пч}}(s) = \frac{k_{\text{пч}}}{T_{\text{пч}} * s + 1} = \frac{2,5}{0,011 * s + 1}, \quad (3)$$

где s – оператор Лапласа.

Передаточная функция трубопровода описывается аperiodическим звеном первого порядка [1]:

$$W_{\text{тр}} = \frac{k_{\text{тр}}}{T_{\text{тр}} * s + 1}, \quad (4)$$

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

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

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

Коэффициент определяются по формуле [19] (5):

$$k_{\text{тр}} = \frac{P_{\text{тр}}}{P_{\text{тр}}} = \frac{2,5}{2,5} = 1, \quad (5)$$

где $P_{\text{тр}}$ – давление в трубопроводе, МПа (примем 2,5 МПа).

Постоянная времени трубопровода определяется по формулам (6 – 8) [1]:

$$T_{\text{тр}} = \frac{L}{v}; \quad (6)$$

$$v = \frac{Q}{S}; \quad (7)$$

$$S = \frac{\pi d^2}{4}; \quad (8)$$

где L – длина участка трубопровода между точкой измерения и регулирующей арматурой;

v – скорость потока;

S – площадь сечения трубы;

d – диаметр трубы.

Таблица 11 – Характеристики трубопровода

Характеристики	Единица измерения	Значение
Диаметр трубы, d	м	0,2
Объемный расход, Q	м ³ /с	0.0333 (120 м ³ /ч)
Длина участка, L	м	5

Производятся расчеты:

$$S = \frac{3,14 * 0,04}{4} = 0,0314 \text{ м}^2;$$

$$v = \frac{0,0333}{0,0314} = 1,061 \text{ м/с};$$

$$T_{\text{тр}} = \frac{5}{1,061} = 4,71 \text{ с.}$$

Тогда, передаточная функция трубопровода будет следующая:

$$W_{\text{тр}} = \frac{1}{4,71 * s + 1}.$$

Передаточная функция двигателя электропривода описывается апериодическим звеном первого порядка [1]:

$$W_{\text{дв}} = \frac{k_{\text{дв}}}{T_{\text{дв}} * s + 1}, \quad (9)$$

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

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

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

Необходимые характеристики двигателя, взятые из опросного листа клапана, приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Характеристики двигателя электропривода

Характеристики	Единицы измерения	Значение
Рабочий ход, l	мм	50
Скорость управления, $v_{\text{дв}}$	мм/мин	32
Время закрытия, $t_{\text{дв}}$	с	94

Коэффициент передачи двигателя определяется как отношение угловой скорости $v_{\text{дв}}$ к токовому сигналу с контроллера I [19]:

$$k_{\text{дв}} = \frac{32}{20} = 1,6 \frac{\text{мм}}{(\text{мин} * \text{мА})}. \quad (10)$$

Постоянную времени двигателя примем равной $T_{\text{дв}}$ равно 0,5 секунд [19] и получим передаточную функцию двигателя:

$$W_{\text{дв}} = \frac{1,6}{0,5s + 1}$$

Шток клапана представляет из себя интегрирующее звено [1]:

$$W_{\text{ш}} = \frac{1}{T_{\text{ш}} * s}, \quad (11)$$

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

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

Постоянная времени штока определяется из значения времени полного хода штока и равна 94 с. Получим передаточную функцию штока:

$$W_{ш} = \frac{1}{94 * s}$$

Клапан опишем апериодическим звеном первого порядка [1]:

$$W_{кл} = \frac{k_{кл}}{T_{кл} * s + 1}$$

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 [19]:

$$k_{кл} = \frac{P_{max}}{l} = \frac{2,5}{50} = 0,05 \frac{\text{МПа}}{\text{мм}}. \quad (12)$$

Постоянную времени клапана примем равной 5 секунд [19]. Тогда передаточная функция клапана:

$$W_{кл} = \frac{0,05}{5s + 1}$$

Так как все нужные передаточные функции найдены, то можно построить математическую модель системы.

Математическая модель, представленная на рисунке 15, выглядит следующим образом:

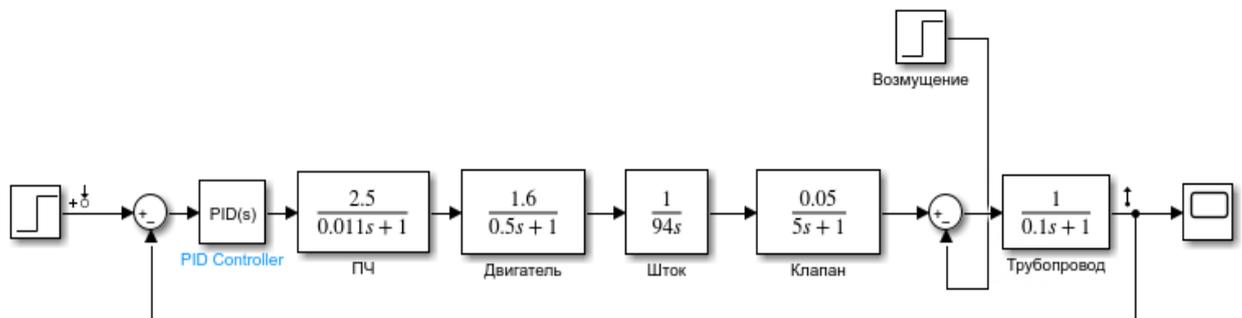


Рисунок 15 – Математическая модель системы автоматического регулирования с возмущением

На рисунке 16 показана переходная характеристика разработанной системы.

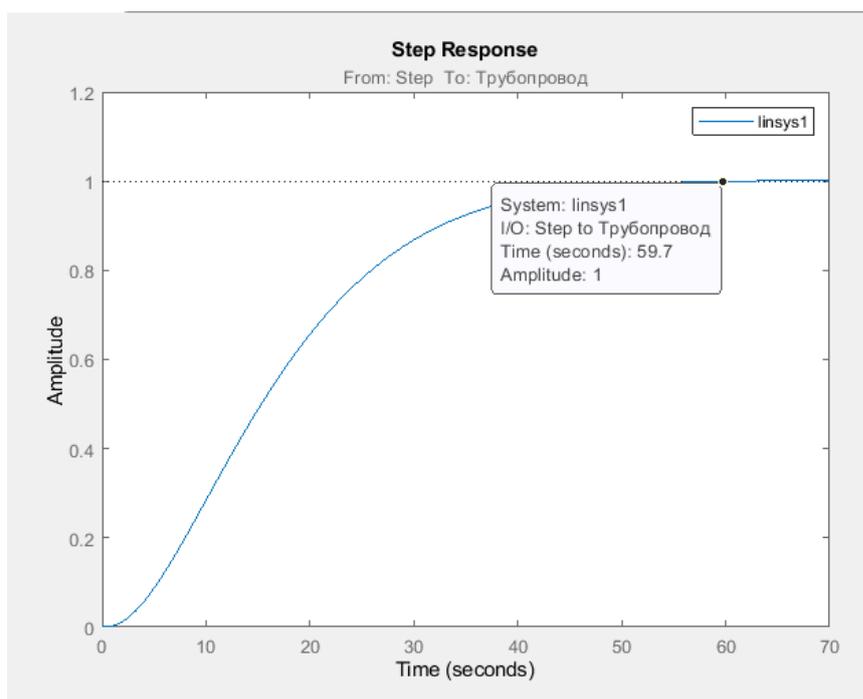


Рисунок 16 – Переходная характеристика системы

Время переходного процесса составила 60 секунд. Статическая ошибка переходного процесса равна нулю. Перерегулирование отсутствует, что положительно сказывается на трубопроводе и исполнительных механизмах.

На рисунке 17 изображены параметры ПИД-регулятора, выставленные автоматически.

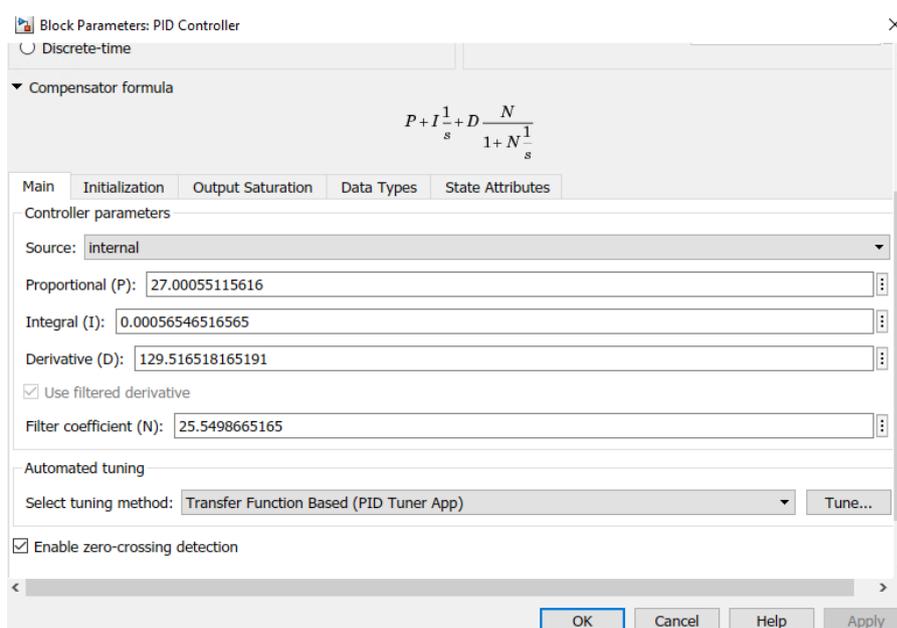


Рисунок 17 – параметры ПИД-регулятора

На рисунке 18 представлена переходная характеристика с возмущением.

Чтобы продемонстрировать работу данной модели с возмущением, было использовано возмущающее воздействие в виде уменьшения проходного сечения в трубопроводе. Уменьшение проходного сечения в трубопроводе представлено в виде засора.

На 120 секунде появляется возмущение, уменьшающее проходное сечение на 10 %.

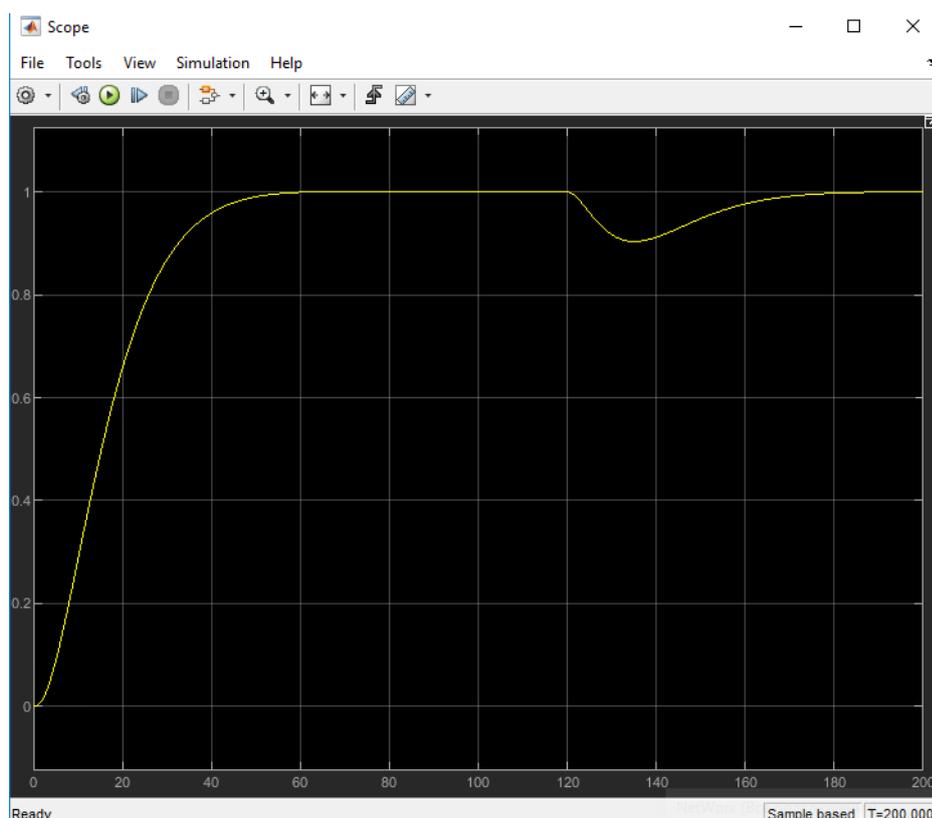


Рисунок 18 – Переходная характеристика с возмущением

Как показано на графике, при появлении возмущения система обрабатывает его и выравнивает заданное давление в трубопроводе. Данную систему вполне возможно использовать для стабилизации давления.

3.5 Экранные формы

Управление АС ПНС выполнено с использованием SCADA-системы Codesys V 2.3. Основная задача данной системы – это отображение процессов, протекающих на ПНС, регистрация данных и сигнализация об авариях.

3.5.1 Разработка дерева экранных форм

Пользователь имеет возможность осуществлять навигацию экранных форм с использованием кнопок на экране мнемосхемы. При старте проекта появляется мнемосхема основных объектов (рисунок 19): насосы, резервуары, схема уставок и блокировок, данные о контролируемых процессах. Открытие мнемосхем объектов ПНС происходит нажатием на интересующий раздел мнемосхемы основных объектов в соответствии с названием объекта.

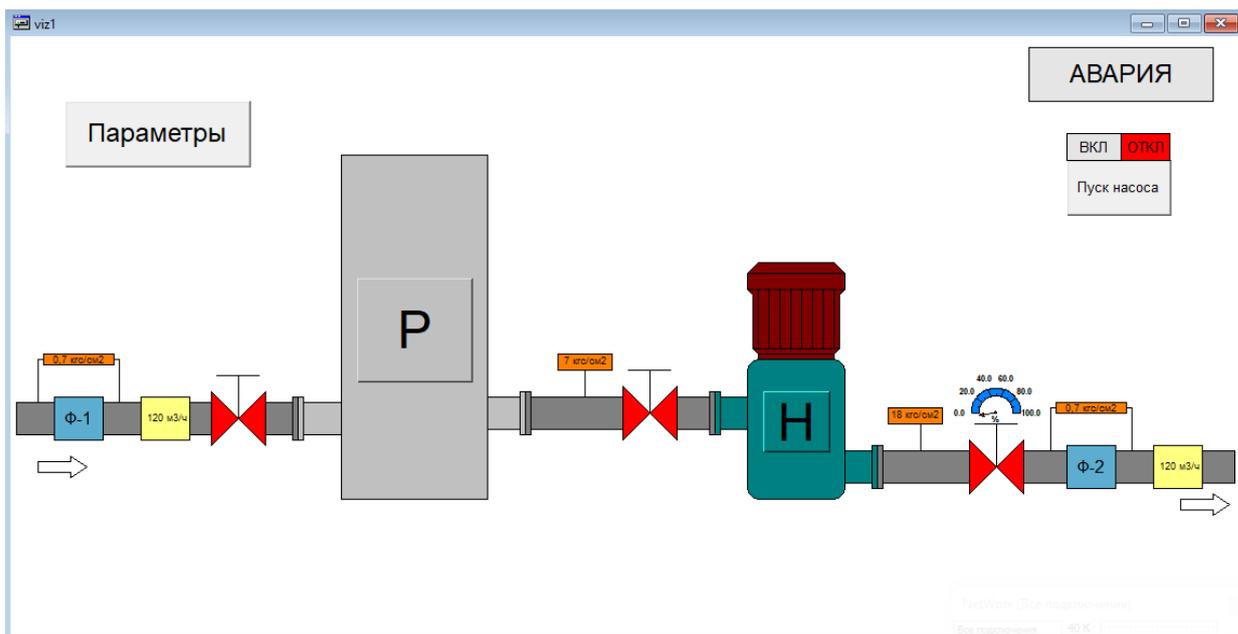


Рисунок 19 – Основной экран

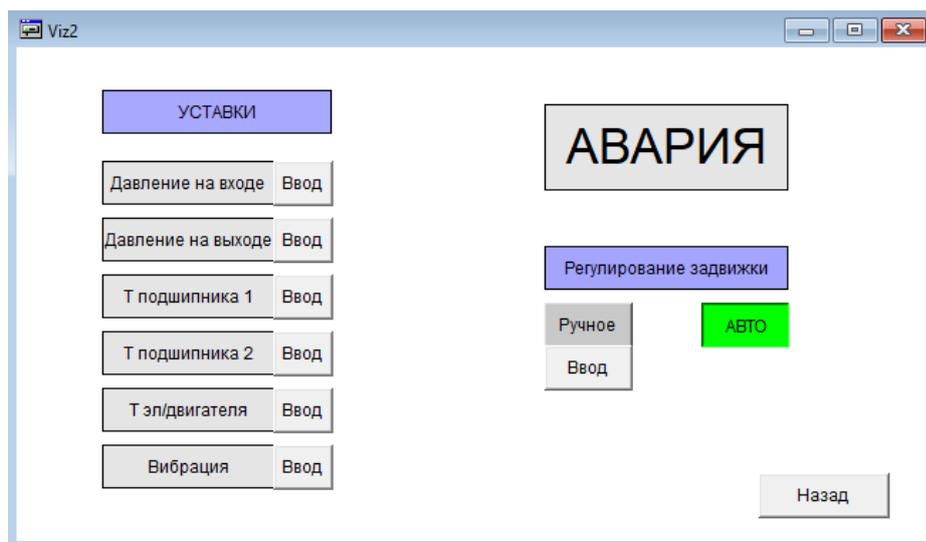


Рисунок 20 – Параметры

На рисунке 19 показан основной экран мнемосхемы. На нем имеется кнопка перехода на экран параметров (рисунок 20) и имеются две кнопки «Р» и «Н» для просмотра состояния резервуара (рисунок 21) и насоса (рисунок 22). Также выведены показания датчиков давления и расхода, имеется индикация положения клапана, сигнализирующая лампа о срабатывании аварии.

На рисунке 20 показан экран ввода параметров. На этом экране вводятся уставки, имеется лампа сигнализации об аварии и регулировка выходной задвижки.

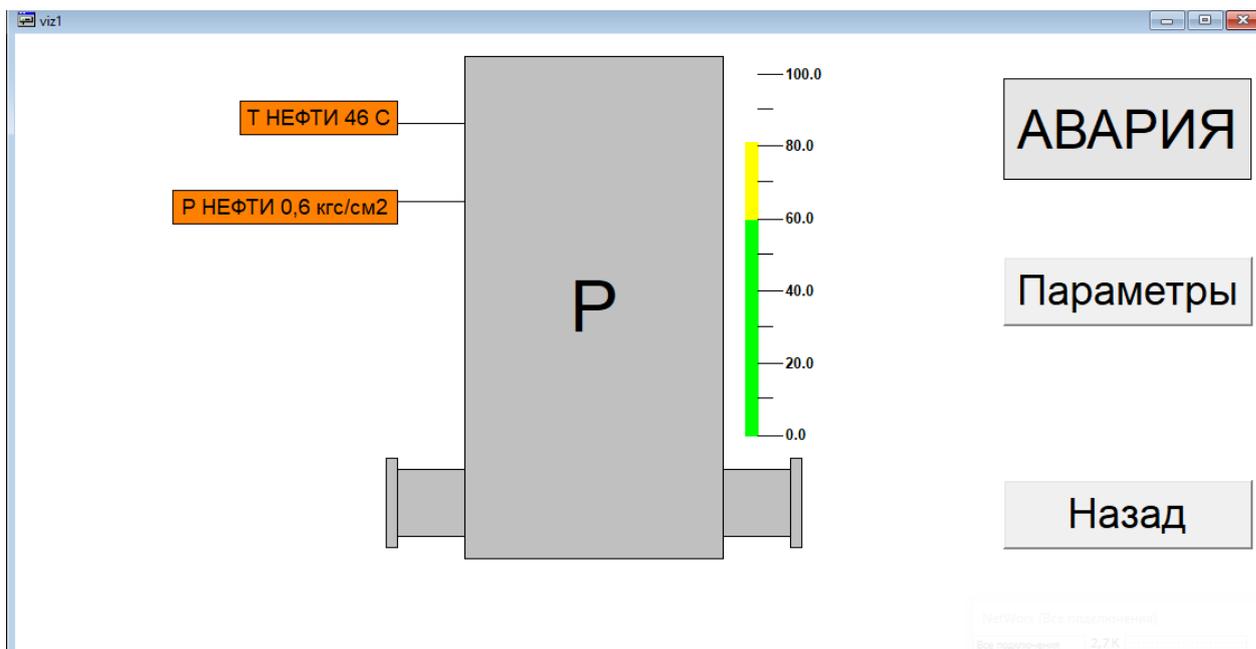


Рисунок 21 – Вкладка параметров резервуара

На рисунке 21 показана мнемосхема параметров резервуара. На данной мнемосхеме отображаются параметры температуры, давления и уровень в резервуаре. Также имеется вкладка к общим параметрам (рисунок 20) и сигнализирующая аварийная лампа.

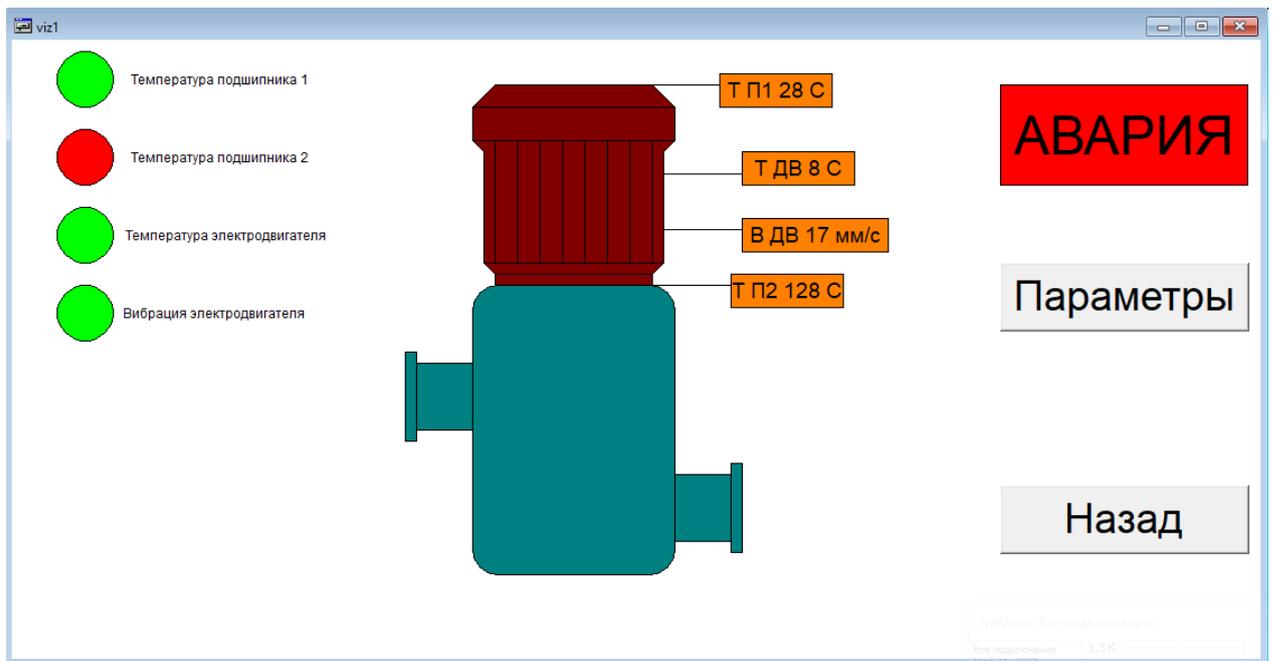


Рисунок 22 – Вкладка параметров насоса

На рисунке 22 показана мнемосхема параметров насоса. На данной мнемосхеме отображаются параметры температуры и вибрации подшипников и электродвигателя насоса. Также имеется вкладка к общим параметрам (рисунок 20) и сигнализирующие аварийные лампы.

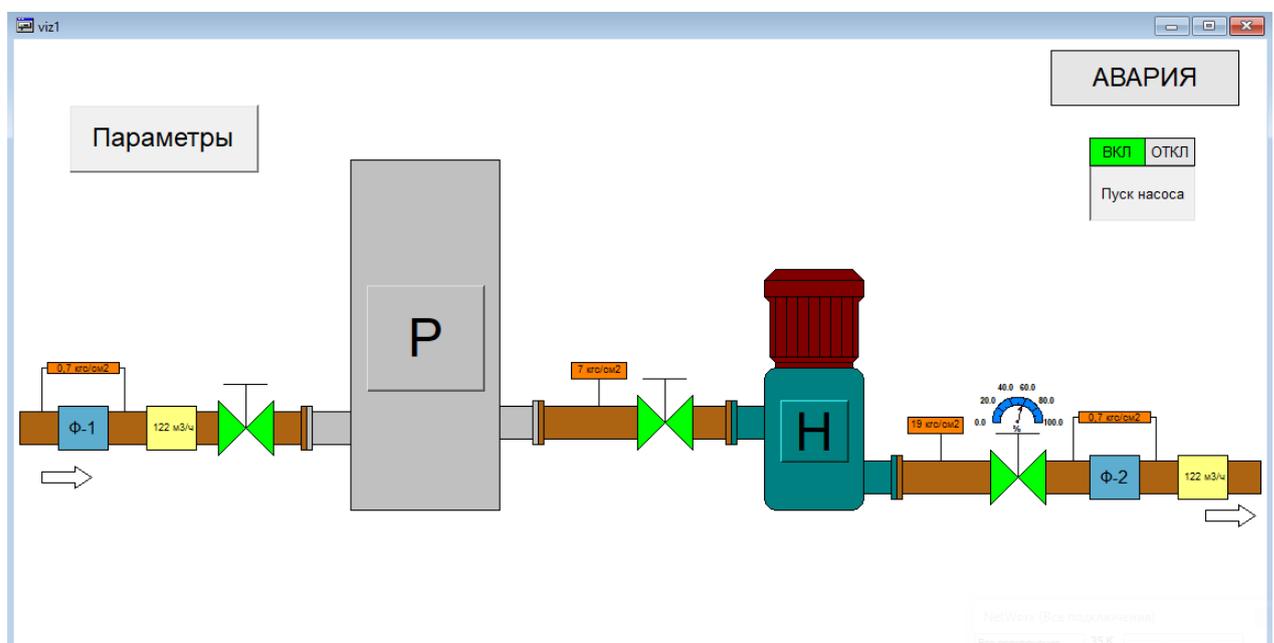


Рисунок 23 – Работа программы

На рисунке 23 показана работа элементов общей схемы – насос запущен, задвижки на всасывании и нагнетании открыты, а также показан процент открытия регулирующей задвижки в реальном времени.

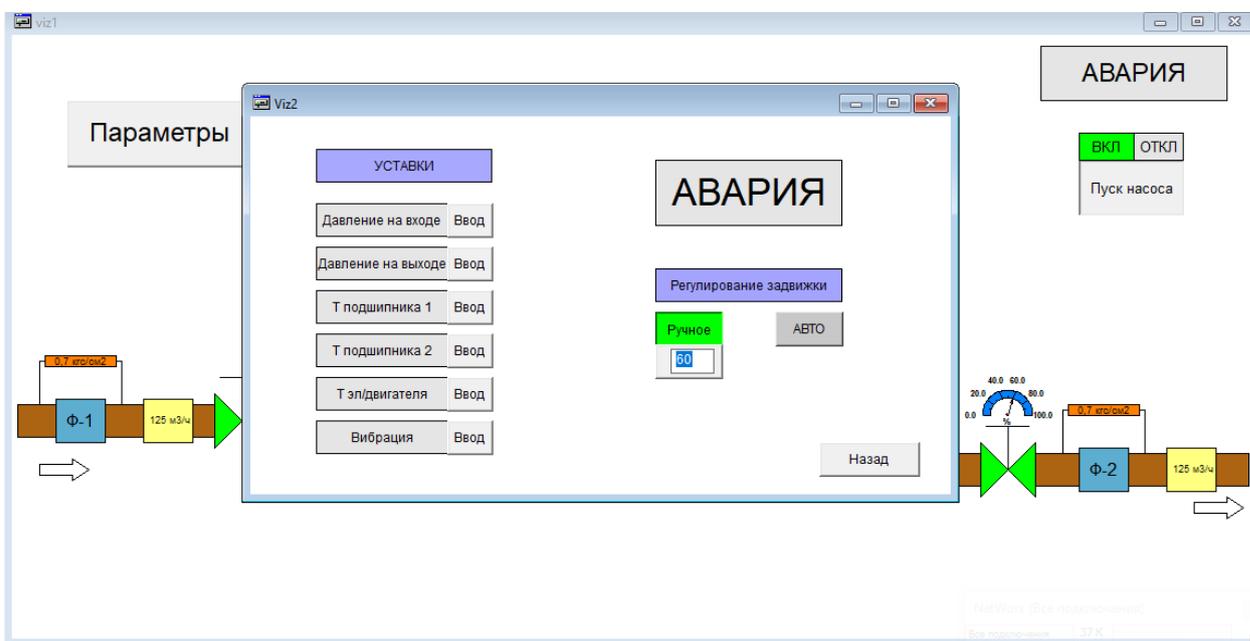


Рисунок 24 – Параметры программы

На рисунке 24 показана мнемосхема параметров. На данном экране вводятся уставки срабатывания для каждого датчика. Также на данном экране регулировка задвижки авто/ручное.

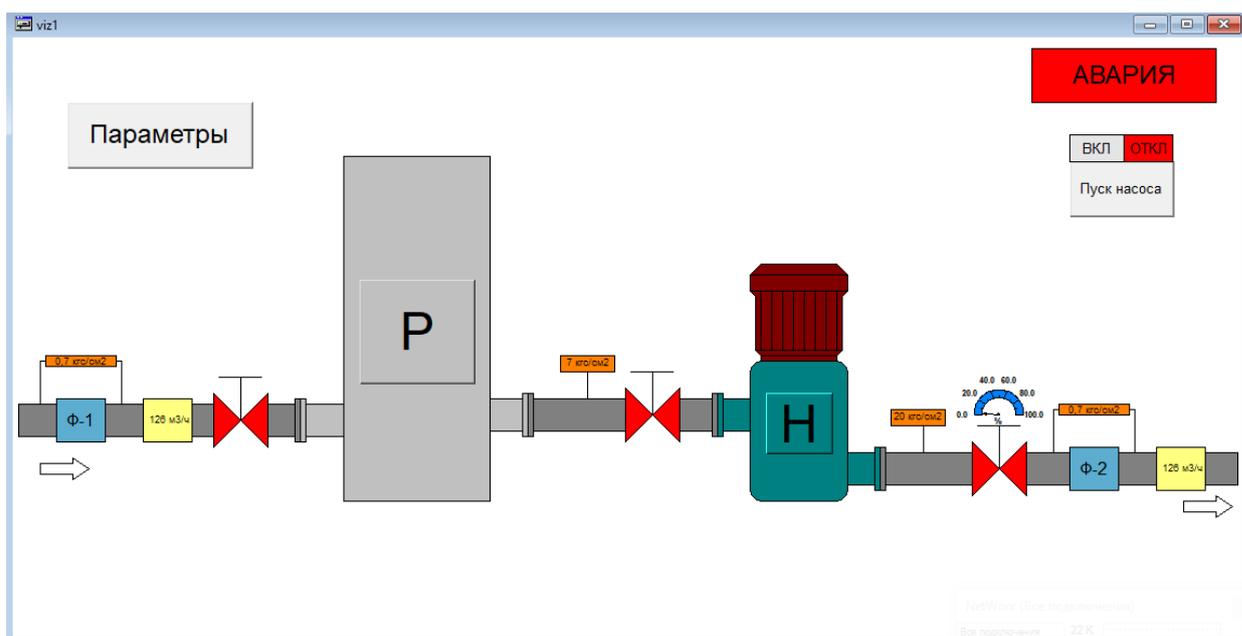


Рисунок 25 – Аварийный режим работы программы

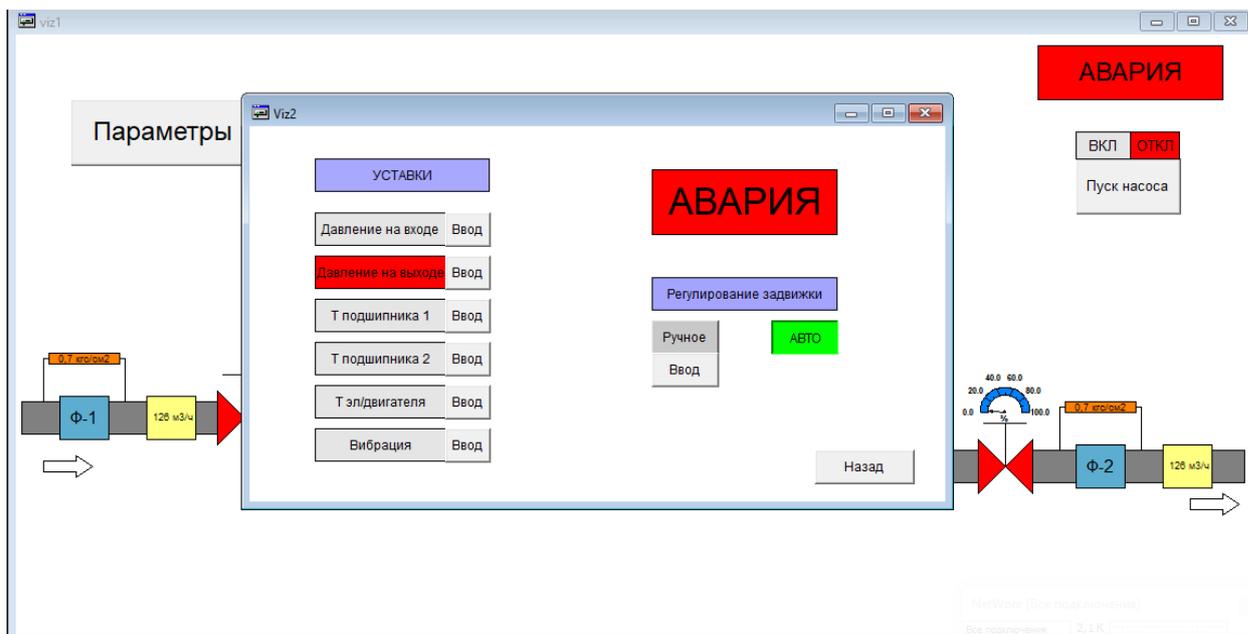


Рисунок 26 – Аварийный режим работы программы

На рисунках 25 и 26 показана работа программы в аварийном режиме. При возникновении аварии включается красная лампа сигнализации, затем происходит остановка насоса и закрытие задвижек. Также на экране параметров (рисунок 26) появляется сигнализация о неисправности.

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В ВКР рассматривается проектирование автоматизированной системы управления опорной нефтеперекачивающей станции для объектов нефтегазовой отрасли. Разработанная автоматизированная система управления должна обеспечивать автоматизированный и дистанционный контроль, а также управление в реальном времени технологическим процессом поддержания необходимого давления нефтепродукта.

Целью создания данной автоматизированной системы управления является внедрение автоматизированных и математических методов контроля и управления технологическими процессами и объектами, минимизация технологических издержек (экономия электроэнергии, продление ресурса электродвигателей) и снижение трудоемкости управления технологическими процессами.

4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Потенциальными потребителями результатов исследования являются коммерческие организации в нефтегазовой отрасли, в частности нефтеперекачивающие станции, предприятия, имеющие насосные агрегаты. Для данных предприятий разрабатывается автоматизированная система регулирования давления, а также система контроля за определенными параметрами технологического процесса. Потенциальными потребителями результатов исследования являются нефтяные компании, занимающиеся добычей, переработкой, транспортировкой и экспортом нефти и нефтяных продуктов. Например, ПАО «Газпромнефть», ПАО «Транснефть», АО «ТомскНефть» и др.

Научное исследование направлено на крупные и средние предприятия, которые внедряют или имеют автоматизированные системы контроля и управления технологическими процессами.

В таблице 13 приведены основные сегменты рынка по следующим критериям: размер компании-заказчика, направление деятельности.

Таблица 13 – Карта сегментирования рынка

		Вид деятельности		
		Добыча нефти	Транспортировка нефти	Переработка нефти
Размер компании	Крупные			
	Средние			
	Мелкие			

В приведённой карте сегментирования показано, что для реализации разработки подходят только мелкие предприятия нефтегазовой отрасли. Для использования в более крупных организациях требуется обеспечить взаимосвязь систем.

4.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Для оценки сравнительной эффективности ВКР составлена оценочная карта. Данный анализ помогает определить сильные и слабые стороны конкурентов, а также направления для модификации собственной работы.

В настоящее время существует достаточное количество проектных организаций, занимающихся разработкой АСУ и внедрением их на производстве.

Анализ проведён с помощью оценочной карты, представленной в таблице 14, где $B_{к1}$ – ООО «Энертон», $B_{к2}$ – ООО «ПромАвтоматика», B_p – разработанная автоматизированная система управления нефтеперекачивающей станции.

Решение, предложенное в данной работе (B_p), отличается внедрением новых датчиков, которые оснащены HART-технологиями, что позволяет соответствовать индустрии 4.0, а также повысить эргономичность интерфейса.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i * B_i, \quad (13)$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

Таблица 14 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		B_p	B_{K1}	B_{K2}	K_p	K_{K1}	K_{K2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Надёжность	0,06	5	4	5	0,3	0,24	0,3
2. Передача информации на большие расстояния	0,05	5	3	1	0,25	0,15	0,05
3. Удобство в эксплуатации	0,09	4	5	5	0,36	0,45	0,45
4. Безопасность	0,1	4	5	3	0,4	0,5	0,3
5. Возможность гибкой модификации	0,09	4	4	2	0,36	0,36	0,18
6. Возможность резервирования	0,09	4	3	3	0,36	0,27	0,27
7. Ремонтопригодность	0,1	5	5	4	0,5	0,5	0,4
8. Эргономичность	0,06	5	4	2	0,3	0,24	0,12
9. Помехоустойчивость	0,09	4	4	3	0,36	0,36	0,27
Экономические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Послепродажное обслуживание	0,09	3	5	2	0,27	0,45	0,18
2. Цена	0,07	5	4	4	0,35	0,28	0,28
3. Конкурентоспособность	0,06	5	3	3	0,3	0,18	0,18
4. Срок службы	0,05	4	3	5	0,2	0,15	0,25
Итого	1	57	53	42	4,31	4,13	3,31

Из оценочной карты можно заметить, что текущий проект является конкурентоспособным. Стоит заметить, что его положительными сторонами являются передача информации на большие расстояния, эргономичность, ремонтпригодность. С другой стороны, при дальнейшей модернизации проекта необходимо уделить большее внимание таким критериям, как удобство в эксплуатации, помехоустойчивость, послепродажное сопровождение.

4.1.3 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 исследовательский проект.

Анализ проведён с помощью оценочной карты, представленной в таблице 15.

Оценка качества и перспективности по технологии QuaD определяется по формуле:

$$P_{cp} = \sum B_i * B_i, \quad (14)$$

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.

Таблица 15 – Оценочная карта для сравнения перспективности технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение (3/4)	Средневзвешенное значение (5/2)
1	2	3	4	5	6
Показатели оценки качества разработки					
1. Надёжность	0,12	100	100	1	8,333
2. Передача информации на большие расстояния	0,1	100	100	1	10
3. Удобство в эксплуатации	0,09	70	100	0,70	7,778
4. Безопасность	0,1	70	100	0,70	7
5. Ремонтпригодность	0,1	60	100	0,60	6
6. Эргономичность	0,06	80	100	0,80	13,333
7. Помехоустойчивость	0,09	50	100	0,50	5,556
Показатели оценки коммерческого потенциала разработки					
1. Послепродажное обслуживание	0,09	40	100	0,40	4,444
2. Цена	0,09	50	100	0,50	5,556
3. Конкурентоспособность	0,06	60	100	0,60	10
4. Срок службы	0,1	70	100	0,70	7
Итого	1	750	1300	7,5	85

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.

$$P_{cp} = 85$$

Данное значение лежит в интервале от 100 до 80, следовательно, перспективность разработки проекта модернизации – перспективная.

4.1.4 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

С помощью SWOT-анализа были выявлены и структурированы сильные и слабые стороны, а также потенциальные возможности и угрозы.

Второй этап: выявление соответствия сильных и слабых сторон исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений. Интерактивная матрица проекта представлена в таблице 16, 17, 18, 19.

Таблица 16 – Интерактивная матрица возможностей сильных сторон проекта

Сильные стороны проекта						
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	B1	0	-	-	+	-
	B2	+	-	-	-	-
	B3	-	-	-	+	+

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие возможности и сильные стороны проекта: В1С4, В2С1, В3С4С5.

Таблица 17 – Интерактивная матрица возможностей слабых сторон проекта

Слабые стороны проекта				
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	В1	+	-	-
	В2	-	-	-
	В3	-	+	+

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие возможности и слабые стороны проекта: В1Сл1, В3Сл2, В3Сл3.

Таблица 18 – Интерактивная матрица угроз сильных сторон проекта

Сильные стороны проекта						
Угрозы проекта		С1	С2	С3	С4	С5
	У1	-	-	+	-	-
	У2	-	-	-	+	-
	У3	-	-	-	+	-
	У4	+	-	+	-	+

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие угрозы и сильные стороны проекта: У1С3, У2У3С4, У4С1С3С5.

Таблица 19 – Интерактивная матрица угроз слабых сторон проекта

Слабые стороны проекта				
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	У1	-	-	-
	У2	-	-	+
	У3	-	-	-
	У4	+	-	-

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие угрозы и слабые стороны проекта: У2Сл3, У4Сл1.

Третий этап: составление итоговой матрицы SWOT-анализа (таблица 20).

Таблица 20 – SWOT-анализ

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1. Современные датчики и исполнительные механизмы. С2. Передача информации на большие расстояния. С3. Универсальность. С4. Возможность модификации. С5. Использование беспроводных технологий.	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1. Отсутствие опытно-наладочных работ. Сл2. Отсутствие у персонала опыта работы с новой технологией. Сл3. Сложность конструкции.
Возможности: В1. Модернизация производств нефтяной отрасли. В2. Повышение стоимости конкурентных разработок. В3. Роль автоматизации технологических систем в промышленности растёт.	В1С4. Позволит компании производить непрерывную модификацию производства без замены АСУ ПНС на новую. В2С1. Позволит создать одни из лучших технических и временных показателей системы. В3С4С5. Увеличение функциональных возможностей и улучшение технических характеристик АСУ.	В1Сл1. Проведение испытаний и тестов на предприятии, которое заинтересовано в инновациях. В3Сл2. Стимулирование студентов на трудоустройство в компании. В3Сл3. Расширение штата АСУ ТП на производстве.
Угрозы: У1. Ограничение импорта продукции (датчики, контроллеры). У2. Повышение цен на оборудование. У3. Увеличение процента высоковязкой нефти, что увеличивает себестоимость нефти. У4. Развитая конкуренция.	У1С3. Использовать продукцию отечественного производителя. У2У3С4. Модификация производства, что позволит снизить стоимость себестоимости нефти. У4С1С3С5. Продвигать продукцию с акцентированием на её достоинствах.	У2Сл3. Замена оборудования на аналогичные. У4Сл1. Провести опытно-наладочные работы и продемонстрировать успешность их функционирования.

– Чтобы уменьшить влияние Сл1, разрабатываемая система детально прорабатывается и подвергается отладке на этапах разработки проекта.

– Малый опыт работы у персонала на начальном этапе неизбежен, но впоследствии это подвергнется изменению, ввиду наработки опыта и постоянного повышения квалификации.

– Сложность конструкции определяется спецификой нефтедобывающей отрасли, в которой конструкционные сложности решаются

заменой оборудования на различные модификации благодаря высоким бюджетам.

4.2 Планирование научно-исследовательских работ

4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Трудоемкость выполнения ВКР оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов.

Разобьем процесс выполнения ВКР на этапы и работы, которые необходимо сделать для достижения результата. При реализации проекта рассматриваются два исполнителя: руководитель (Р), инженер (И). Выделенные этапы представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследования	2	Поиск и анализ материалов по тематике	Руководитель, инженер
	3	Выбор направления исследования	Руководитель, инженер
	4	Постановка целей и задач работы	Руководитель, инженер
	5	Календарное планирование работ	Руководитель, инженер
	6	Описание технологического процесса	Инженер
Теоретические и экспериментальные исследования	7	Разработка структурной схемы автоматизированной системы	Инженер
	8	Разработка функциональных схем автоматизированной системы	Инженер
	9	Разработка схемы информационных потоков автоматизированной системы	Инженер
	10	Выбор средств реализации автоматизированной системы	Инженер
	11	Разработка схемы внешних проводок	Инженер
	12	Выбор алгоритмов управления автоматизированной системы	Инженер
	13	Разработка мнемосхемы	Инженер
Оформление отчета по НИР	14	Составление пояснительной записки	Руководитель, инженер

4.2.2 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:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5}, \quad (16)$$

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

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

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

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

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}, \quad (17)$$

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

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

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

4.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

Для построения графика Ганта, следует, длительность каждой из выполняемых работ из рабочих дней перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой, для каждого исполнителя расчеты производятся индивидуально:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (18)$$

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:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (19)$$

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

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

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

Значение коэффициента календарности для 2021 года:

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 52 - 14} = \frac{365}{299} = 1,22$$

Все значения, полученные при расчетах по вышеприведенным формулам, были сведены в таблице 22.

Таблица 22 – Временные показатели проведения научного исследования

№	Трудоемкость работ						Исполнители	T_{pi} , раб. дн.		T_{ki} , кал. дн.	
	t_{min_i} , чел.-дни		t_{max_i} , чел.-дни		$t_{ож_i}$, чел.-дни			И	Р	И	Р
	И	Р	И	Р	И	Р					
1	-	1	-	2	-	1,4	1	-	1,4	-	2
2	2	1	4	3	2,8	1,8	2	1,4	0,9	2	1
3	1	1	1	1	1	1	2	0,5	0,5	1	1
4	1	1	1	1	1	1	2	0,5	0,5	1	1
5	1	1	2	2	1,4	1,4	2	0,7	0,7	1	1
6	2	-	3	-	2,4	-	1	2,4	-	3	-
7	1	-	3	-	1,8	-	1	1,8	-	3	-
8	3	-	6	-	4,2	-	1	4,2	-	6	-
9	1	-	2	-	1,4	-	1	1,4	-	2	-
10	4	-	10	-	6,4	-	1	6,4	-	8	-
11	1	-	2	-	1,4	-	1	1,4	-	2	-
12	5	-	8	-	6,2	-	1	6,2	-	9	-
13	5	-	8	-	6,2	-	1	6,2	-	9	-
14	5	2	9	5	6,6	3,2	2	3,3	1,6	4	2
Итого								38	5,6	51	8

На основании таблицы 22 построим диаграмму Ганта (рисунок 27), представляющую из себя ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения работ.

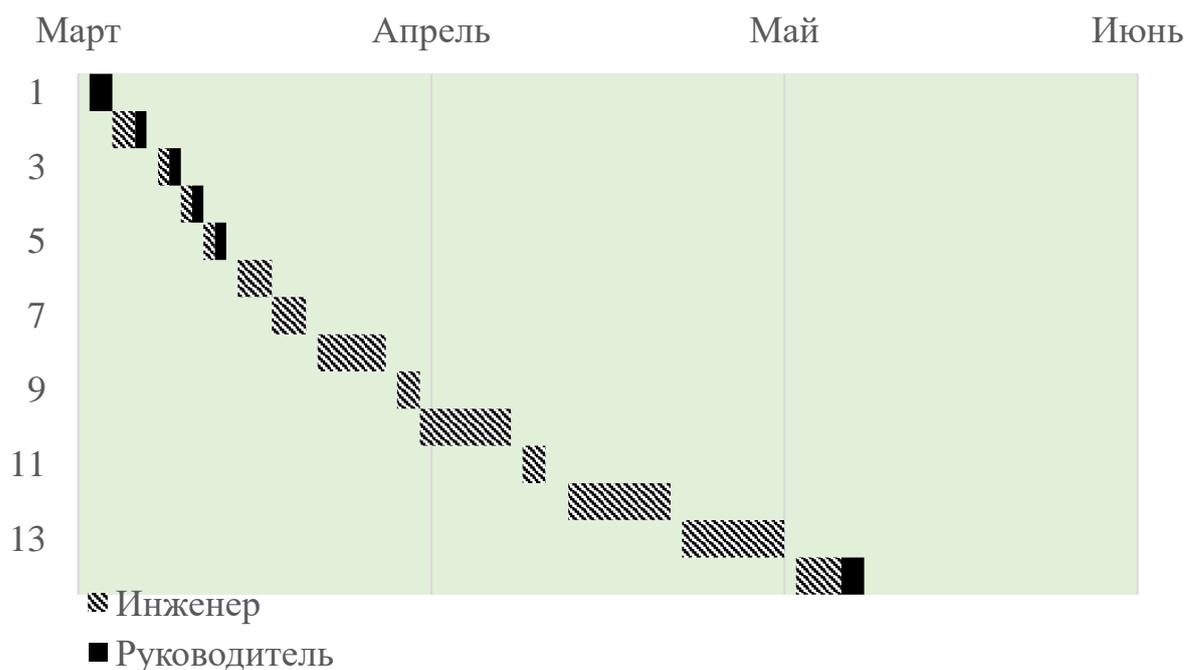


Рисунок 27 – Диаграмма Ганта

Полученный календарный план позволяет вовремя подготовить каждый этап работы и выполнить поставленную задачу к необходимому сроку. При проектировании системы будем придерживаться разработанного плана.

4.2.4 Бюджет научно-технического исследования

Планирование бюджета позволяет оценить затраты на проведение исследования до его фактического начала и позволяет судить об экономической эффективности работы. В данном разделе подсчитываются следующие статьи расходов:

- материальные затраты;
- амортизационные отчисления;
- основная заработная плата исполнителей;
- дополнительная заработная плата исполнителей;
- отчисления во внебюджетные фонды;
- накладные расходы.

4.2.4.1 Расчет материальных затрат

Написание выпускной квалификационной работы занимает по плану два месяца.

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:

$$Z_M = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m \Pi_i \cdot N_{\text{расх}i} , \quad (20)$$

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.);

C_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.

Расчет амортизации проводится следующим образом:

Норма амортизации:

$$H_A = \frac{1}{n}, \quad (21)$$

где n – срок полезного использования в количестве лет.

В таблице 23 представлены сведения о материальных затратах на научные исследования.

Таблица 23 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы, (Z_M), руб.
Канцелярские товары	Шт.	2	140	322
Печатная бумага	Пачка	1	700	805
Итого				1127

4.2.4.2 Расчет затрат на специальное оборудование оборудование

Для моделирования и проведения расчётов используется личный ноутбук первоначальной стоимостью сорок три тысячи рублей и принтер стоимостью семь тысяч рублей. Срок полезного использования для офисной техники примем пять лет.

Амортизация:

$$A = \frac{H_A * I}{251} * T_{об\ i}, \quad (22)$$

где I – итоговая сумма, тыс. руб.;

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

Рассчитаем амортизацию для ноутбука Asus X552C, с учётом, что срок полезного использования 5 лет:

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

Общая сумма амортизационных отчислений:

Для ноутбука Asus X552C, использованного в течение 60 дней:

$$A = \frac{H_A * И}{251} * T_{обi} = \frac{0,2 * 43000}{251} * 60 = 2055,78 \text{ руб.}$$

В таблице 24 представлены сведения о затратах на оборудование.

Таблица 24 – Затраты на оборудование

Наименование	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы, (З _м), руб.
Ноутбук Asus X552C (амортизация)	1	43000	2055,78
Принтер Phaser 3250	1	7000	7000
Итого			9055,78

4.2.4.3 Расчёт затрат на электроэнергию

Данный вид расходов включает в себя затраты на электроэнергию, потраченную в ходе выполнения проекта на работу используемого оборудования, формула 23. В данном случае электроэнергия, затраченная на освещение в помещении, не учитывается.

$$C_{эл.об.} = P_{об} \cdot t_{об} \cdot C_э, \quad (23)$$

где $P_{об}$ – мощность, потребляемая оборудованием, кВт;

$C_э$ – тариф на 1 кВт·час;

$t_{об}$ – время работы оборудования, час.

Для ТПУ $C_э = 5,8$ руб./кВт·час (с НДС).

Время работы оборудования вычисляется по формуле 24 на основе итоговых данных таблицы 24 для инженера и научного руководителя из расчета, что продолжительность рабочего дня ($t_{РД}$) равна 8 часов.

$$t_{об} = T_{РД(оборуд.)} \cdot K_t, \quad (24)$$

где $K_t = 1$ – коэффициент использования оборудования по времени, равный отношению времени его работы в процессе выполнения проекта к $T_{РД}$.

$$T_{РД(оборуд.)} = (T_{РД(НР)} + T_{РД(И)}) \cdot t_{РД}, \quad (25)$$

Время работы ноутбука рассчитывается по формуле 24:

$$T_{РД(оборуд.)} = (5,6 + 38) * 8 = 348,8 \text{ часа.}$$

Время работы оборудование рассчитывать не требуется, так как использование принтера приходится только на этап подведения итогов при печати ВКР, время печати 100 страниц будет занимать не более одного часа.

Мощность, потребляемая оборудованием, определяется по формуле:

$$P_{об} = P_{ном} \cdot K_c, \quad (26)$$

где $P_{ном}$ – номинальная мощность оборудования, кВт;

$K_c \leq 1$ – коэффициент загрузки, зависящий от средней степени использования номинальной мощности. Для технологического оборудования

малой мощности $K_c = 1$.

Мощность, потребляемая ноутбуком:

$$P_{об} = 0,065 * 1 = 0,065 \text{ кВт.}$$

Мощность, потребляемая принтером:

$$P_{об} = 1,1 * 1 = 1,1 \text{ кВт.}$$

Электроэнергия, затраченная ноутбуком, рассчитывается по формуле 23:

$$C_{эл.об.} = 0,065 * 348,8 * 5,8 = 131,5 \text{ руб.}$$

Электроэнергия, затраченная принтером:

$$C_{эл.об.} = 1,1 * 1 * 5,8 = 6,38 \text{ руб.}$$

Расчет затрат на электроэнергию для технологических целей приведен в таблице 25.

Таблица 25 – Затраты на электроэнергию

Наименование оборудования	Время работы оборудования $t_{об}$, час	Потребляемая мощность $P_{об}$, кВт	Затраты $C_{эл.об.}$, руб.
Ноутбук	348,8	0,065	131,5
Принтер	1	1,1	6,38
Итого:			137,88

4.2.4.4 Основная заработная плата исполнителей темы

В данной работе учитывается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов. Основная заработная плата инженера и руководителя за выполнение НИИ, рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{зп}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}, \quad (27)$$

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

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

Основная заработная плата руководителя (лаборанта, студента) от предприятия рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p, \quad (28)$$

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

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. (таблица 23);

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (29)$$

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 26 – Баланс рабочего времени за 2021 год

Показатели рабочего времени	Научный руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней	66	118
Потери рабочего времени на отпуск	56	28
Действительный годовой фонд рабочего времени	243	219

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{окл} \cdot k_p, \quad (30)$$

где $Z_{окл}$ – оклад, руб.;

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

Научный руководитель имеет должность старшего преподавателя оклад на весну 2019 год составлял 24960 руб., затем осенью был проиндексирован на 4,3% и составил 26033 руб.

Оклад инженера на весну 2019 года составил 21760 руб., затем осенью был проиндексирован на 4,3% и составил 22695,68 руб.

Таблица 27 – Расчёт основной заработной платы

Исполнители	$Z_{окл}$, руб.	k_p	Z_m , руб.	$Z_{дн}$, руб.	T_p , раб. дн.	$Z_{осн}$, руб.
Научный руководитель	26033	1,3	33842,9	1448,42	5	7242,1
Инженер	22695,68		29504,5	1508,9	38	57338,2
Итого $Z_{осн}$						64580,3

Итого, общая основная заработная плата исполнителей проекта составляет шестьдесят четыре тысячи пятьсот восемьдесят рублей.

4.2.4.5 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:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}}, \quad (31)$$

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

Дополнительная заработная плата представлена в таблице 28.

Таблица 28 – Расчёт дополнительной заработной платы

Исполнитель	$k_{\text{доп}}$	$Z_{\text{осн}}$	$Z_{\text{доп}}$
Научный руководитель	0,15	7242,1	1086,315
Инженер		57338,2	8600,73
Итого			9687,045

4.2.4.6 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников. Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (32)$$

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

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

Таблица 29 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Руководитель	Инженер
Основная заработная плата, руб.	7242,1	57338,2
Дополнительная заработная плата, руб.	1086,315	8600,73
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,271	
Сумма отчислений	2257	17869,45
Итого	20126,45	

4.2.4.7 Накладные расходы

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

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 6) * k_{\text{нр}} \quad (33)$$

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

$$Z_{\text{накл}} = (1127 + 9055,78 + 137,88 + 64580,3 + 9687,045 + 20126,45) * 0,16 = 16754,31.$$

4.2.4.8 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы (темы) является основой для формирования бюджета затрат проекта. Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект приведено в таблице 30.

Таблица 30 – Бюджет затрат на НИР

Наименование статьи	Сумма, руб.	Примечание
1. Материальные затраты НТИ	1127	Пункт 1.2.4.1
2. Затраты на специальное оборудование	9055,78	Пункт 1.2.4.2
3. Затраты на электроэнергию	137,88	Пункт 1.2.4.3
4. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	64580,3	Пункт 1.2.4.4
5. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	9687,045	Пункт 1.2.4.5
6. Отчисления во внебюджетные фонды	20126,45	Пункт 1.2.4.6
7. Накладные расходы	16754,31	Пункт 1.2.4.7
8. Бюджет затрат НТИ	121468,76	Пункт 1.2.4.8

Бюджет затрат НТИ составил сто двадцать одну тысячу четыреста шестьдесят восемь рублей, большую часть финансировал Томский

политехнический университет. Финансирование осуществлялось предоставлением руководителя.

4.3 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (34)$$

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.

B_p соответствует разработанной системе. B_k принимаем за существующий вариант разработки.

За неимением информации о стоимости существующей системы принимаем значение интегрального финансового показателя равным единице для обоих вариантов исполнения.

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

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (35)$$

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.

Сравнение вариантов проекта представлено в таблице 31.

Таблица 31 – Сравнительная оценка вариантов исполнения проекта

Критерии оценки	Весовой коэффициент параметров	Б _р	Б _к
Надежность	0,15	5	3
Точность измерения	0,20	4	3
Уровень шума	0,10	3	5
Универсальность	0,10	4	2
Ремонтопригодность	0,15	4	4
Возможность модификации	0,25	5	2
Материалоемкость	0,05	3	4
Итого	1	28	23

$$I_{p-исп1} = 0,15 * 5 + 0,20 * 4 + 0,10 * 3 + 0,10 * 4 + 0,15 * 4 + 0,25 * 5 + 0,05 * 3 = 4,25;$$

$$I_{p-исп2} = 0,15 * 3 + 0,20 * 3 + 0,10 * 5 + 0,10 * 2 + 0,15 * 4 + 0,25 * 2 + 0,05 * 4 = 3,05.$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки (Исп.1) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.1} = \frac{I_{p-исп.1}}{I_{финр}^{исп.1}}, \quad (36)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта (таблица 32) и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных. Сравнительная эффективность проекта (Э_{сп}):

$$\mathcal{E}_{сп} = \frac{I_{исп.1}}{I_{исп.2}} \quad (37)$$

Таблица 32 – Эффективность разработки

№	Показатели	Исп.1	Исп.2
1	Интегральный финансовый показатель разработки	1	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективной разработки	4,25	3,05
3	Интегральный показатель эффективности	4,25	3,05
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,32	1

Путем сравнения вариантов исполнения приходим к выводу, что разработанная система является более эффективным решением задачи с позиции ресурсной эффективности.

Выводы по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

В результате выполнения изначально сформулированных целей раздела, можно сделать следующие выводы:

1. 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 – 51 и общее количество календарных дней, в течение которых работал руководитель – 8;

2. На основе SWOT-анализа выявили возможные угрозы: ограниченный импорт устройств, повышение цен на оборудование, влияние конкуренции, повышение вязкости нефти. Разработали способы устранения угроз за счет использования современных отечественных датчиков и исполнительных механизмов, возможности модификации системы, применения новых технологий передачи информации;

3. Составлен бюджет проектирования, позволяющий оценить затраты на реализацию проекта, которые составляют 121468,76 руб;

4. По факту оценки эффективности ИР, можно сделать выводы:

– Значение интегрального показателя ресурсоэффективности ИР составляет 4,25, по сравнению с 3,05;

– Значение интегрального показателя эффективности ИР составляет 4,25, по сравнению с 3,05 и является наиболее высоким, что означает, что техническое решение, рассматриваемое в ИР, является наиболее эффективным вариантом исполнения.

5 Социальная ответственность

В выпускной квалификационной работе рассматривается разработка автоматизированной системы управления подпорной нефтеперекачивающей станции (ПНС). Работником, контролирующим процессы управления системой, является оператор автоматизированного рабочего места. Задачей оператора АРМ является контроль над параметрами технологического процесса, управление и принятие решений в случае возникновения нештатных ситуаций.

В разрабатываемой АСУ предполагается использование трехуровневой архитектуры автоматизации, включающей в себя сбор и обработку информации с полевых датчиков на ПНС, алгоритмы обработки аналоговых и дискретных параметров, приходящих в устройство контроллера, а также автоматизированное рабочее место оператора установки, позволяющее в реальном времени контролировать процесс перекачки сырья по трубопроводу. Разработка данной системы позволит избежать материальные, трудовые издержки на эксплуатацию узлов нефтеперекачивающей станции благодаря оптимизации процесса контроля и управления параметрами.

В разделе ВКР рассматриваются вопросы выявления и анализа вредных и опасных производственных факторов труда оператора системы управления ПНС, снижения уровня негативных воздействий в ходе деятельности человека в соответствии с нормативными документами.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Правовые нормы трудового законодательства

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. Нефтедобыча происходит непрерывно, большинство производственных объектов находятся

на удалении от населенных пунктов, в связи с чем наиболее подходящим режимом работы персонала является сменный график. Сменный режим работ обеспечивает непрерывный режим обслуживания работы ПНС. При сменной работе каждая группа работников производит работы в течение установленной продолжительности рабочего времени в соответствии с графиком [21].

5.1.2 Эргономические требования к правильному расположению и компоновке рабочей зоны

Управление процессом управления параметрами в разрабатываемой системой подразумевает, что оператор производит управление системой на автоматизированном рабочем месте сидя [37].

Общие эргономические требования к АРМ оператора при выполнении работ сидя:

1. Конструкция рабочего места и взаимное расположение всех его элементов (сиденье, органы управления, средства отображения информации и т.д.) должны соответствовать антропометрическим, физиологическим и психологическим требованиям, а также характеру работы.

2. Рабочее место должно быть организовано в соответствии с требованиями стандартов, технических условий и (или) методических указаний по безопасности труда.

3. Конструкцией рабочего места должно быть обеспечено выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля (рисунок 28).

4. Выполнение трудовых операций "часто" и "очень часто" должно быть обеспечено в пределах зоны легкой досягаемости и оптимальной зоны моторного поля, где 1 – оптимальная зона моторного поля; 2 – зона легкой досягаемости моторного поля; 3 – зона досягаемости моторного поля (рисунок 29).

5. При проектировании оборудования и организации рабочего места следует учитывать антропометрические показатели женщин (если работают

только женщины) и мужчин (если работают только мужчины); если оборудование обслуживают женщины и мужчины – общие средние показатели женщин и мужчин [37].

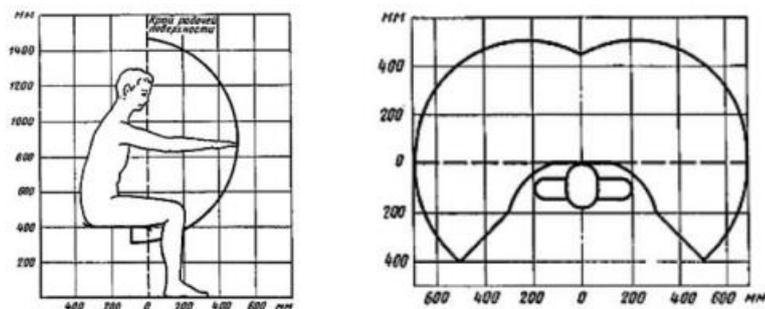


Рисунок 28 – Зона досягаемости моторного поля в двух плоскостях

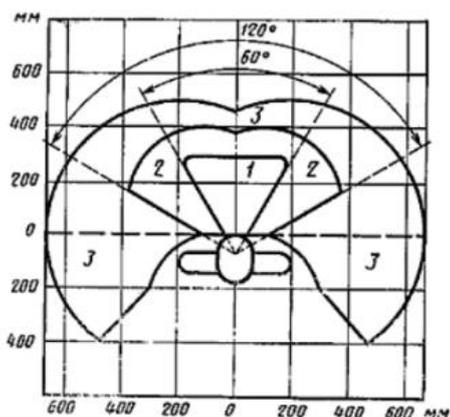


Рисунок 29 – Зона досягаемости моторного поля в двух плоскостях

5.2 Производственная безопасность

Анализ опасных и вредных факторов, которые оказывают влияние на оператора, работающего за компьютером, проводился согласно ГОСТ 12.0.003- 2015 [22], результаты приведены в таблице 33.

Таблица 33 – Возможные вредные и опасные факторы на рабочем месте оператора

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
1. Повышенный уровень шума на рабочем месте;	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [26].
2. Недостаточная освещенность рабочего места;	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95 [24]. ГОСТ Р 55710-2013 Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений / ГОСТ Р от 08 ноября 2013 г. № 55710-2013 [25].
3. Повышенный уровень вибрации	СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания 2[3].
4. Повышенный уровень электромагнитных излучений;	ГОСТ 12.1.045-84 ССБТ. Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля [39].
5. Высокое напряжения в электрической цепи.	ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты [30].
6. Пожаро-взрывоопасность	ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. Общие требования [31].

5.2.1 Анализ вредных факторов

5.2.1.1 Повышенный уровень шума на рабочем месте

Анализ показателей уровня шума на производственных объектах определяется в соответствии с ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ [26].

В разработке автоматизированной системы используются агрегаты, генерирующие шум (запорная арматура, шкафы серверов, объекты управления), а также магистральный трубопровод, транспортирующий сырье.

Шум на рабочем месте оказывает раздражающее влияние на работника, повышает его утомляемость, а при выполнении задач, требующих внимания и сосредоточенности, способен привести к росту ошибок и увеличению продолжительности выполнения задания. Длительное воздействие шума влечет тугоухость работника вплоть до его полной глухоты.

Во избежание превышения допустимого уровня шума необходимо воспользоваться коллективными средствами защиты (звукоизоляция,

акустические экраны), индивидуальными средствами защиты (специальные противошумные наушники, беруши), устраивать кратковременные перерывы.

5.2.1.2 Недостаточная освещенность рабочего места

Анализ показателей норм освещенности определяется в соответствии с СП 52.13330.2016 и ГОСТ Р 55710-2013 [24], [25].

Естественное освещение – освещение помещений светом неба (прямым или отраженным), проникающим через световые проемы в наружных ограждающих конструкциях, а также через световоды [24].

Недостаточная освещённость может быть результатом неверного расположения, неправильной работы источников света, а также неправильного использования естественного света. Недостаточное освещение слепит, уменьшает работоспособность и быстродействие в связи с влиянием на центральную нервную, вегетативную системы.

Для нормализации освещенности рабочей зоны оператора следует прибегнуть к дополнительным источникам света, к оптимизации компоновки естественного и искусственного света. Нормирование освещенности на рабочих местах при работе с ПК представлены в таблице 34.

Таблица 34 – Нормирование освещенности для работы оператора с ПК согласно СП 52.13330.2016

Характеристика зрительной работы	Наименьший или эквивалентный размер объекта различения, мм	Разряд и подразряд зрительной работы	Относительная продолжительность зрительной работы при направлении зрения на	Искусственное освещение				Естественное освещение	
				средняя освещенность на рабочей поверхности от системы общего	цилиндрическая освещенность, лк	объединенный показатель UGR, не	коэффициент пульсации освещенности K_p , %	КОЕ e_n , % при	
								верхнем или комбинированно	боковом
Высокой точности	От 0,30 до 0,50	Б-1	Не менее 70	400	100*	19 18**	15	3,0	1,0
		Б-2	Менее 70	300	75*	22 18**	20 15***	2,5	0,7

5.2.1.3 Повышенный уровень вибрации

Анализ показателей норм вибрации определяется в соответствии с СанПиН 1.2.3685-21 [23].

Согласно СанПиН 1.2.3685-21 на рабочем месте оператора АРМ присутствует общая производственная вибрация (технологическая вибрация на стационарных рабочих местах) [23].

При внедрении автоматизированной системы управления ПНС вибрация может появиться вследствие наличия вибрации на участке с объектами управления, которая передается в операторное помещение.

Стоит отметить, что данное помещение имеет низкую вибрационную активность, поэтому индивидуальных средств защиты от вибрации данного рода не понадобится, в отличие от кратковременных перерывов.

Предельно допустимые значения вибрации для АРМ оператора нефтеперекачивающей станции представлены в таблице 35.

Таблица 35 – Предельно допустимые значения вибрации рабочих мест для оператора установки согласно СанПиН 1.2.3685-21.

Вид вибрации	Категория вибрации	Направление действия	Фильтр частотной коррекции	Эквивалентные скорректированные уровни виброускорения	
				м/с ²	дБ
Общая	Технологическая вибрация на стационарных рабочих местах	Z ₀	W _k	0,1	100
		X ₀ , Y ₀ ,	W _d	0,071	97

5.2.1.4 Повышенный уровень электромагнитных излучений

Анализ показателей норм электромагнитных излучений определяется в соответствии с ГОСТ 12.1.045-84 ССБТ [39].

Источниками электромагнитных полей являются любые электрические приборы. Большая часть электромагнитного излучения ЭВМ происходит не от экрана монитора, а от видеокабеля и системного блока.

Воздействие электромагнитных полей на человека зависит от напряжений электрического и магнитного полей, потока энергии, диапазона

частот, продолжительности облучения, характера излучения, режима облучения, размера облучаемой поверхности тела и индивидуальных особенностей организма.

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 ПНС являются системный блок и кабели, соединяющие электрические цепи.

Нормы электромагнитного излучения радиочастотного диапазона устанавливают предельно допустимые уровни (ПДУ) воздействия на людей электромагнитных излучений в диапазоне частот от 30 кГц до 300 ГГц.

Способы защиты от ЭМП на путях распространения:

- применение поглотителей мощности;
- увеличение расстояния от источника излучения;
- уменьшение времени пребывания под воздействием излучения;
- подъем излучателей и диаграмм направленности излучения;
- блокировочные излучения;
- экранирование излучений.

5.2.2 Анализ опасных факторов

5.2.2.1 Высокое напряжения в электрической цепи

Оператор автоматизированной системы управления контролирует показатели процесса и управляет параметрами посредством взаимодействия с компьютером АРМ, в следствие чего существует опасность поражения оператора электрическим током.

Опасное и вредное воздействия на людей электрического тока, электрической дуги и электромагнитных полей проявляются в виде электротравм и заболеваний, включая профессиональные и производственно-обусловленные заболевания.

Согласно ГОСТ 12.1.019-2017, помещение операторной рассматривается в качестве помещения без повышенной опасности [30].

Для защиты от опасного и вредного воздействий электрических и магнитных полей при работах в действующих электроустановках или вблизи них необходимо применять по отдельности или в сочетании следующие технические способы и средства:

- защита расстоянием;
- защита временем.

Для снижения вероятности поражения электрическим током персональные ЭВМ должны быть оборудованы защитным занулением, подача электрического тока в помещение должна осуществляться от отдельного резервируемого блока питания, необходима изоляция токопроводящих частей и ее непрерывный контроль, должны быть предусмотрены защитное, предупредительная сигнализация и блокировка.

5.2.2.2 Пожаро-взрывоопасность

Анализ показателей норм пожаро-взрывоопасности определяется в соответствии с ГОСТ 12.1.004-91 (ССБТ) [31].

Причиной возникновения пожара на практике считают непосредственное возникновение огня, т.е. источника зажигания. Действительно, в производственных условиях горючее вещество в виде газов, нефтяных паров и окислителя – кислорода воздуха есть всегда, но технологические процессы протекают нормально, без пожара. Воздействие фактора на организм человека: ожоги, травмы в результате взрыва, смерть.

Для исключения возможности взрывов, пожаров и ожогов необходимо соблюдать следующие условия ведения процесса:

- обеспечивать ведение технологического процесса в соответствии с требованиями технологического регламента;
- содержать в исправном и рабочем состоянии средства пожаротушения;

– в целях недопущения пролива продукта, загазованности помещений, все оборудование и трубопроводы перед заполнением их рабочими средами должны быть испытаны на герметичность под рабочим давлением;

– работы, связанные с опасностью прорыва газа в помещение, работы в газоопасной среде должны производиться специально обученными людьми с применением специального оборудования и инструмента под непосредственным и непрерывным наблюдением ответственного лица из числа инженерно-технического персонала цеха;

– курить разрешается только в специально отведенных местах.

В качестве первичных средств пожаротушения используются: переносные огнетушители, полотна грубо шерстяные, асбестовые, песок, пожарный инвентарь (лопаты, ведра, багры).

5.2.3 Мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работающего

Для защиты оператора от поражения электрическим током все электроустановки должны быть снабжены средствами защиты, а также средствами оказания первой помощи в соответствии с действующими правилами применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках.

Применяемое в операторной электрооборудование, электротехнические изделия и материалы должны соответствовать требованиям государственных стандартов или технических условий, утвержденных в установленном порядке [30].

В электропомещениях с установками напряжением до 1 кВ допускается применение неизолированных и изолированных токоведущих частей без защиты от прикосновения, если по местным условиям такая защита не является необходимой для каких-либо иных целей (например, для защиты от механических воздействий). При этом доступные прикосновению части

должны располагаться так, чтобы нормальное обслуживание не было сопряжено с опасностью прикосновения к ним.

Работа, выполняемая оператором, должна быть строго регламентирована согласно его трудовым обязанностям, на все виды работ должны быть получены специализированные допуски, квалификации. Порядок ведения работ прописан в регламентирующем документе.

Во избежание влияния опасных и вредных факторов производится регулярный инструктаж, минимизируются риски влияния путем ограждения помещения операторной от воздействия вибрации, шума, температурных условий.

Оператор, при работе с оборудованием, оснащен средствами индивидуальной защиты, которые варьируются от условий труда и времени года согласно установленных норм.

5.3 Экологическая безопасность

Основная часть загрязнителей при нормальном режиме работы поступает в атмосферу в виде пара, газа из технологических аппаратов и при ремонтных работах на трубопроводе и запорной арматуре.

Значительно испарение нефти при хранении в резервуарах. В качестве загрязнителя в данном случае выступают сложные смеси большого количества индивидуальных углеводородных компонентов.

Основополагающим условием экологической безопасности в данном случае является высокое качество герметизации всей системы транспорта и хранения нефти и нефтепродуктов.

5.3.1 Атмосфера

К числу основных загрязняющих веществ, выбрасываемых из резервуаров, относятся углеводороды, образующиеся вследствие испарения нефти из резервуаров. Продукты испарения представляют собой тяжелый газ, около 80 % массового состава которого представляют собой высшие

углеводороды, в том числе около 45 % – пропан, (23 – 25) % – бутан, а (12 – 14) % – пентан, относящиеся при нормальных условиях к жидкостям [36].

При разработке норм предельно допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу следует руководствоваться нормативной документацией [23], [38], [35].

Для защиты атмосферы следует не допускать выбросы флюидов, а в случае их возникновения в ближайшее время ликвидировать. Для предотвращения выбросов, необходимо проводить своевременный контроль сварных швов, герметичности элементов системы сбора нефти, использовать компрессоры с электроприводом.

5.3.2 Гидросфера

Одним из основных источников загрязнения окружающей среды в нормальных условиях являются сточные воды. Сточные воды с высокими концентрациями токсичных веществ способны нанести непоправимый ущерб поверхностным и подземным водам, другим объектам окружающей среды.

В период дождей и таяния снега, атмосферные воды скапливаются на территории технологического оборудования.

Все технологические площадки ПНС имеют бетонное или асфальтное покрытие с уклоном к канализационным трапам и ограждаются по периметру бордюром, для исключения растекания воды за пределы технологических площадок.

Для защиты земель и водных ресурсов на открытых технологических площадках предусмотрена производственно-дождевая канализация для приема дождевых стоков.

С поверхности технологических площадок дождевые стоки собираются при помощи планировки поверхности и дождеприемных колодцев, затем Самотечной канализационной сетью через существующую канализационную сеть подаются на песколовку и нефтеловушки, а затем в пруды-накопители.

При разработке норм качества сточных вод следует руководствоваться нормативной документацией [34].

5.3.3 Литосфера

Источниками загрязнения почвы нефтью на нефтеперекачивающих станциях магистральных нефтепроводов и нефтебазах являются: неплотности запорной арматуры, фланцевых и муфтовых соединений, сварных стыков; утечки вследствие коррозионных повреждений резервуаров; продукты зачистки полостей агрегатов и резервуаров.

Для предотвращения загрязнения почвы при разливах, отборе проб нефти из резервуаров и ремонтах необходимо устраивать закрытые дренажи в заглубленные резервуары с автоматической откачкой нефти.

Должен осуществляться постоянный надзор за герметичностью технологического оборудования, сальниковых устройств, фланцевых соединений, съемных деталей, люков и т.п. При обнаружении течи в швах или в основном металле, а также в оборудовании и арматуре, резервуар (емкость) должен быть освобожден от продукта и подготовлен к ремонту.

При разработке требований к охране и контролю за загрязнением почв следует руководствоваться нормативной документацией [33].

5.4 Безопасность при чрезвычайных ситуациях

5.4.1 Анализ возможных ЧС

На ПНС возможны такие чрезвычайные ситуации, как разлив нефтепродуктов и пожар.

Возможными источниками разлива могут быть любые технологические объекты и емкости, содержащие нефть и нефтепродукты. К наиболее опасным источникам утечки нефти и нефтепродуктов можно отнести:

- резервуары;
- добывающие скважины;

- нефтепроводы;
- автоцистерны;
- запорную арматуру, фланцевые соединения.

Возможными причинами и факторами, способствующими возникновению и развитию аварий, могут быть:

1. Отказы (неполадки) оборудования (механические повреждения, отказы приборов КИПиА, коррозия металла).
2. Ошибочные действия персонала (несоблюдение правил технической эксплуатации, ошибки при проведении работ).
3. Внешнее воздействие природного и техногенного характера.
4. Противоправные действия людей, приводящие к умышленному созданию аварийной ситуации.

К основным причинам пожаров на нефтебазах можно отнести следующие:

- переполнение при наливке резервуара, что приводит к предельной концентрации взрывоопасной смеси под верхней крышей резервуара;
- короткие замыкания в цепях систем автоматики;
- нагрев резервуаров в летний период, особенно в районах с жарким климатом;
- несоблюдение правил пожарной безопасности на территории нефтебаз (курение и т. п.).

5.4.2 Меры предотвращения ЧС

При разливе используются способы обезвреживания и нейтрализации продуктов производства. Наиболее отработанными, часто используемыми и в то же время достаточно эффективными являются следующие способы обезвреживания и нейтрализации продуктов производства при разливах и авариях:

- захоронение и термообезвреживание;

- механическая очистка (сбор и утилизация продукта согласно правилам и инструкциям, зачистка путем снятия слоя земли);

- агротехническая и биологическая мелиорация (вспашка, рыхление и меры, направленные на усиление аэрации нарушенных почв и стимуляцию биохимических процессов разложения нефтепродуктов).

Локализация и ликвидация разливов производится при соблюдении мер пожарной и личной безопасности и включает следующие этапы:

- создание водяной завесы при интенсивном испарении газа с целью изоляции части территории;

- ограничение подхода к месту разлива лиц, не имеющих средств индивидуальной защиты;

- доставка технических средств к месту разлива нефтепродуктов;

- локализация масляного загрязнения;

- сбор нефти с загрязненной поверхности;

- утилизация зараженного нефтепродуктами грунта и мусора;

- контроль произведенных работ и рекультивация почв.

К мерам предотвращения разливов нефтепродуктов относятся регулярные мероприятия по контролю механических, технологических неисправностей. Для предотвращения возникновения разливов по причине человеческого фактора применяются регулярные инструктажи. Для выявления неблагоприятных погодных условий предусмотрены системы контроля и мониторинга метеорологических параметров.

Пожарная безопасность НПС должна обеспечиваться за счет:

- предотвращения разлива и растекания нефти;

- предотвращения образования на территории ГНПС горючей паровоздушной среды и предотвращение образования в горючей среде источников зажигания;

- противоаварийной защиты, способной предотвратить аварийный выход нефти из резервуаров, оборудования, трубопроводов;

– организационных мероприятий по подготовке персонала, обслуживающего НПС, к предупреждению, локализации и ликвидации аварий, аварийных утечек, а также пожаров и загораний.

Горение нефти и нефтепродуктов происходит на поверхности самой жидкости. Основными огнетушащими веществами являются пенные составы, имеющие меньшую с нефтепродуктами плотность, покрывающие поверхность горячей жидкости и блокирующие поступление кислорода в среду горения [40]. Стены изготовлены из железобетона, кирпича, предел огнестойкости зданий и несущих конструкций 2 часа. На случай возникновения пожара предусмотрено по два эвакуационных выхода из каждого здания, шириной не менее 1 метра и высотой не менее 2 метров. Для тушения пожара применяются первичные средства тушения пожара: ящики с песком, кошма, пенные огнетушители, находящиеся на каждой установке.

На рисунке 30 приведен план эвакуации при пожаре.



Рисунок 30 – план эвакуации при пожаре

НПС оборудована лафетными стояками, системами пожарного водопровода. При пожаре включаются противопожарные насосные станции.

Наружная установка по периметру оснащена пеногенераторными стояками, системами пожаротушения. Мероприятия по предупреждению пожара:

- электрооборудование взрывозащищенного исполнения;
- напряжение для переносного электроинструмента и освещение не более 42В;
- систематическая проверка исправности заземления;
- герметизация технологического оборудования [41].

Вывод по разделу «социальная ответственность»

В данной главе выпускной квалификационной работы были рассмотрены вредные и опасные производственные факторы, влияющие на здоровье оператора подпорной 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 подпорной нефтеперекачивающей станции, указаны факторы, влияющие на экологическую безопасность и основные мероприятия по снижению вредных выбросов в окружающую среду.

Основными чрезвычайными ситуациями на подпорной нефтеперекачивающей станции является разлив нефтепродуктов. В разделе перечислены основные мероприятия, позволяющие локализовать и ликвидировать подобные чрезвычайные ситуации.

Заключение

По результатам выполненной выпускной квалификационной работы была произведена модернизация система автоматизированного управления ПНС, а именно подбор и замена контроллера, датчиков и исполнительных механизмов на российское оборудование.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы было произведено углубленное изучение технологического процесса работы ПНС. Были разработаны структурная и функциональная схемы автоматизации ПНС, позволяющие определить состав необходимого оборудования и количество каналов передачи данных и сигналов.

Также были разработаны алгоритмы пуска/останова и управления сбором данных, был разработан алгоритм автоматического регулирования давления с помощью ПИД-регулятора. В заключительной части ВКР были разработаны дерево экранных форм и мнемосхемы ПНС.

Системы автоматизации ПНС, диспетчерского контроля и управления были модернизированы на базе полевых устройств фирмы ОВЕН, промышленных контроллеров фирмы ОВЕН и программного SCADA пакета Codesys V 2.3.

В процессе выполнения выпускной квалификационной работы были достигнуты основные цели и решены задачи модернизации систем подпорной нефтеперекачивающей станции.

В разделах социальной ответственности и финансового менеджмента был произведен анализ и расчет требуемых параметров.

Список используемых источников

1. Громаков Е.И. Проектирование автоматизированных систем: учеб. пособие / Е.И. Громаков; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2015. – 131 с.
2. Проектирование автоматизированных систем управления нефтегазовых производств: учеб. пособие / сост. Е.И. Громаков, А.В. Лиепиньш. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – 389 с.
3. Классификация НПС и характеристика основных объектов [Электронный ресурс]: Режим доступа: [https://stranaobrazovaniya.ru/servisy/publik/publ?id=501#:~:text=Промежуточна я%20нефтеперекачивающая%20станция%20\(ПНПС\)%20предназначена.,9\)%20входит%20следующее%20технологическое.%20оборудование%3A](https://stranaobrazovaniya.ru/servisy/publik/publ?id=501#:~:text=Промежуточна я%20нефтеперекачивающая%20станция%20(ПНПС)%20предназначена.,9)%20входит%20следующее%20технологическое.%20оборудование%3A) (Дата обращения 28.05.2021).
4. ГОСТ 24.104-85. Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Автоматизированные системы управления. Общие требования. – М.: Изд-во стандартов, 2002. – 15 с.
5. Учебно-справочное издание. Слесарь по ремонту технологических установок. Часть 1. – Канаш, 2015. [Электронный ресурс]: Режим доступа: <https://infourok.ru/posobie-slesar-po-remontu-tehnologicheskikh-ustanovok-1720623.html> (Дата обращения 28.05.2021).
6. Официальный сайт компании ОВЕН. [Электронный ресурс]: Режим доступа: <https://owen.ru/> (Дата обращения 28.05.2021).
7. ГОСТ 21.408— 2013. Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов М.: Издательство стандартов, 2013. – 42с.
8. ГОСТ 21.208— 2013. Система проектной документации для строительства. Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах. – М.: Издательство стандартов, 2013. – 39с.

9. ГОСТ Р 52931-2008 Приборы контроля и регулирования технологических процессов. Общие технические условия. [Электронный ресурс]: Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200069617> (Дата обращения 21.05.2022).

10. Системы и приборы / промышленное, лабораторное и метрологическое оборудование, средства автоматизации, арматура и кип. [Электронный ресурс]: Режим доступа: <https://systempribor.ru/catalog/termopreobrazovateli-tspu-metran-276> (Дата обращения 21.05.2022).

11. ТеплоПрибор.рф / контрольно-измерительные приборы и автоматика. [Электронный ресурс]: Режим доступа: <http://теплоприбор.рф/catalog/> (Дата обращения 21.05.2022).

12. ООО «Комдиагностика». [Электронный ресурс]: Режим доступа: <https://komdiagnostika.ru/oborudovanie/> (Дата обращения 21.05.2022).

13. Официальный сайт компании ЭлеСи. [Электронный ресурс]: Режим доступа: <https://www.elesy.ru/products/products/elsyma/elsyma-m01/> (Дата обращения 21.05.2022).

14. Техмаркет / поставка запорно-регулирующей арматуры. [Электронный ресурс]: Режим доступа: <https://www.techmarcet.ru/> (Дата обращения 24.05.2022).

15. КПС / Система поиска кабельной продукции. [Электронный ресурс]: Режим доступа: <https://k-ps.ru/> (Дата обращения 24.05.2022).

16. Технологические схемы НПС. [Электронный ресурс]: Режим доступа: https://ros-pipe.ru/tekh_info/tekhnicheskie-stati/khranenie-i-transportirovka-nefteproduktov/tekhnologicheskie-skhemy-nps/ (Дата обращения 24.05.2022).

17. ГОСТ 19.701-90 (ИСО 5807-85) Единая система программной документации (ЕСПД). Схемы алгоритмов, программ, данных и систем. Обозначения условные и правила выполнения. [Электронный ресурс]: Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/9041994> (Дата обращения 24.05.2022).

18. StudBooks.net / преобразователь частоты. [Электронный ресурс]:
Режим доступа:
https://studbooks.net/2311305/nedvizhimost/preobrazovatel_chastoty (Дата обращения 25.05.2022).

19. Электронный научный архив ТПУ / Автоматизированная система управления давлением на нефтеперекачивающей станции. [Электронный ресурс]:
Режим доступа:
<http://earchive.tpu.ru/bitstream/11683/61522/1/TPU939530.pdf> (Дата обращения 25.05.2022).

20. ГОСТ Р МЭК 61131-3-2016 Контроллеры программируемые. Часть 3. Языки программирования. Режим доступа:
<https://docs.cntd.ru/document/1200135008> (Дата обращения 31.05.2022).

21. Трудовой кодекс Российской Федерации N 197-ФЗ (с изменениями на 25 февраля 2022 года) (редакция, действующая с 1 марта 2022 года). [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL:
<https://docs.cntd.ru/document/901807664> (дата обращения 19.05.2022);

22. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация (с Поправками). [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL:
<https://docs.cntd.ru/document/1200136071> (дата обращения 19.05.2022);

23. СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания. [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL:
<https://docs.cntd.ru/document/573500115> (дата обращения 19.05.2022);

24. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* (с Изменениями N 1, 2). [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL:
<https://docs.cntd.ru/document/456054197> (дата обращения 19.05.2022);

25. ГОСТ Р 55710-2013 Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений / ГОСТ Р от 08 ноября 2013 г. № 55710-2013.

[Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200105707> (дата обращения 19.05.2022);

26. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности (Переиздание). [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200118606> (дата обращения 19.05.2022);

27. ГОСТ 12.1.010-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Взрывобезопасность. Общие требования (с Изменением N 1). [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200270> (дата обращения 19.05.2022);

28. ГОСТ 12.3.002-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Процессы производственные. Общие требования безопасности (с Поправкой). [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200124407> (дата обращения 19.05.2022);

29. ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200000277> (дата обращения 19.05.2022);

30. ГОСТ 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты (с Поправкой). [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200161238> (дата обращения 19.05.2022);

31. ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. Общие требования (с Изменением N 1). [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <https://docs.cntd.ru/document/9051953> (дата обращения 19.05.2022);

32. Федеральный закон от 28 декабря 2013 г. N 426-ФЗ "О специальной оценке условий труда" (с изменениями и дополнениями). [Электронный ресурс] – Режим доступа – <https://docs.cntd.ru/document/499067392> (дата обращения 19.05.2022);

33. ГОСТ 17.4.3.04-85 Охрана природы (ССОП). Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения. [Электронный ресурс] – Режим доступа – <https://docs.cntd.ru/document/1200020658> (дата обращения 19.05.2022);

34. ГОСТ 17.1.3.07-82 Охрана природы (ССОП). Гидросфера. Правила контроля качества воды водоемов и водотоков. [Электронный ресурс] – Режим доступа – <https://docs.cntd.ru/document/1200012472> (дата обращения 19.05.2022);

35. ГОСТ 17.2.3.01-86 Охрана природы (ССОП). Атмосфера. Правила контроля качества воздуха населенных пунктов. [Электронный ресурс] – Режим доступа – <https://docs.cntd.ru/document/1200012789> (дата обращения 19.05.2022);

36. Влияние состава газовой фазы на процесс испарения нефти из резервуаров. [Электронный ресурс] – Режим доступа – <https://www.ngpedia.ru/pg1219615KHqхuL40001330900/> (дата обращения 19.05.2022).

37. ГОСТ 12.2.032-78. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ. Общие эргономические требования [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200003913> (дата обращения 19.05.2022);

38. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1). [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200003608> (дата обращения 19.05.2022);

39. ГОСТ 12.1.045-84 ССБТ. Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля. [Электронный ресурс] – Режим доступа – URL: <https://docs.cntd.ru/document/9051575> (дата обращения 23.05.2022);

40. Объекты повышенной опасности. Современные технологии пожарной защиты. [Электронный ресурс] – URL:

http://lib.secuteck.ru/articles2/OPS/obiekty_povishennoi_opasnosti_page154 (дата обращения: 19.05.2022);

41. Установка комплексной подготовки нефти. [Электронный ресурс] – <https://www.freepapers.ru/43/ustanovka-kompleksnoj-podgotovki-nefti/21976.167090.list2.html> (дата обращения: 19.05.2022).

Приложение А
(обязательное)
Структурная схема

Сервер базы данных

АРМ оператора

Верхний уровень:
информационно-
вычислительный



Ethernet, Modbus TCP

Средний уровень:
контроллерный



Программируемый
логический контроллер

4...20 мА, HART

Нижний уровень:
полевой



Датчики и исполнительные устройства

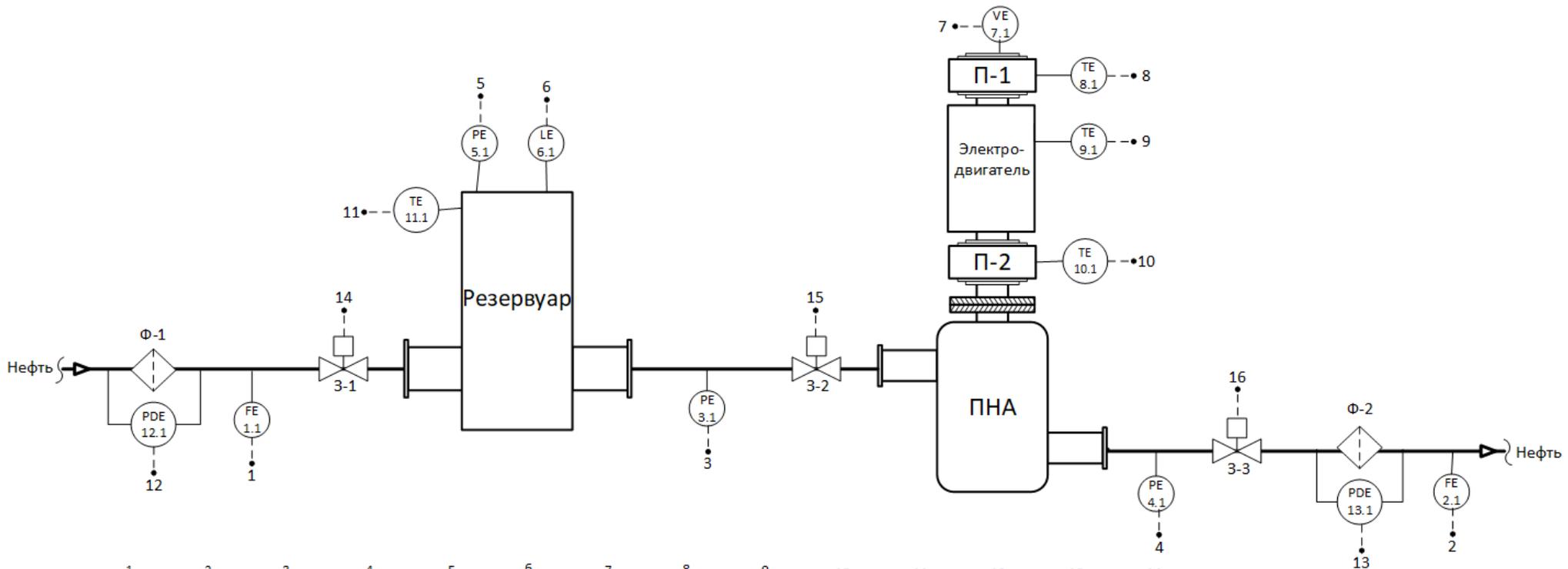
Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Топольский М.		
Пров.	Семенов Н.М.		
Т.контр			
Н.контр			
Утв.			

ФЮРА. 425280.001.ЭС.01

Трехуровневая
структурная схема АС

Лит.	Масса	Масштаб
у		
ТПУ ОАР ИШИТР Группа 3-8Т71		

Приложение Б
(обязательное)
Функциональная схема



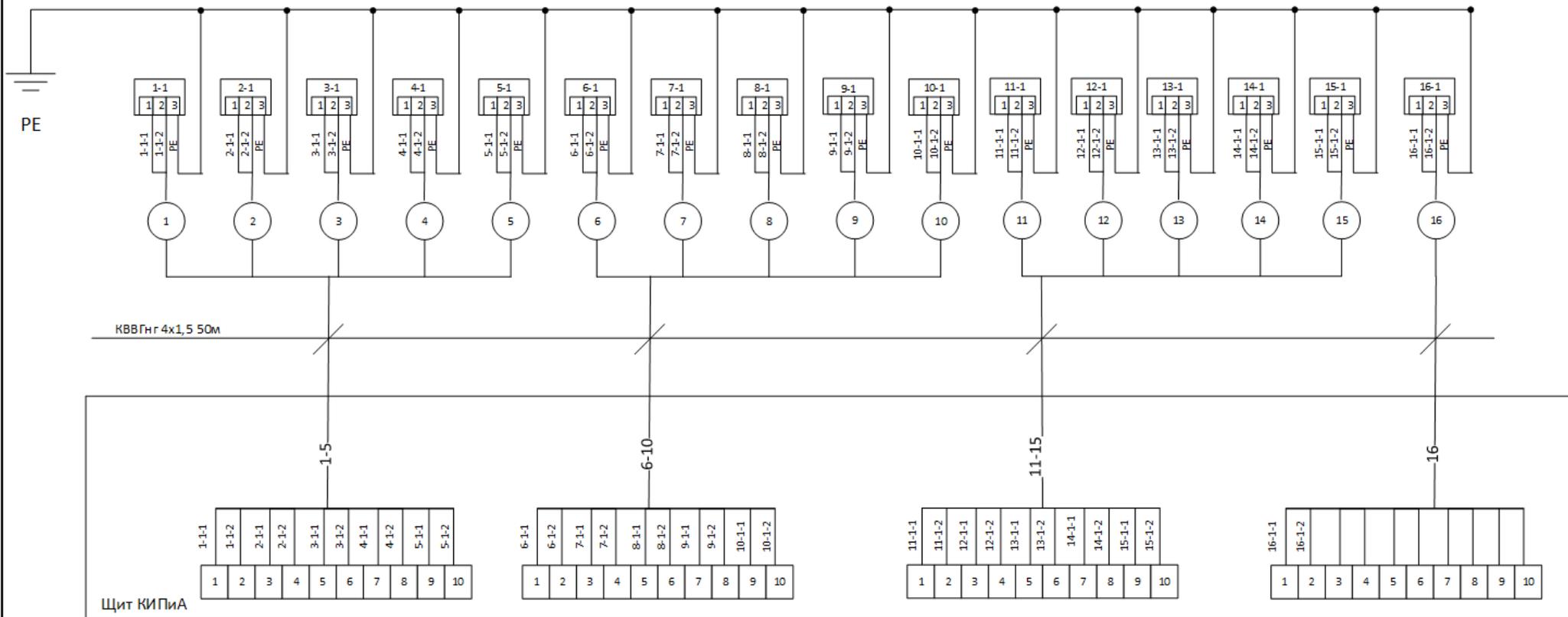
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
Приборы по месту	FT 1.2	FT 2.2	PT 3.2	PT 4.2	PT 5.2	LT 6.2	VT 7.2	TT 8.2	TT 9.2	TT 10.2	TT 11.2	PDT 12.2	PDT 13.2	NS 14.2	NS 15.2	NS 16.2	
Щит оператора			PRA 3.3	PRA 4.3	PRA 5.3	LJA 6.3										NC 16.3	
SCADA																	
	m^3/m^3	m^3/m^3	kg/cm^2	kg/cm^2	kg/cm^2	m	mm/s	$^{\circ}C$	$^{\circ}C$	$^{\circ}C$	$^{\circ}C$	kg/cm^2	kg/cm^2			%	
	----- ----- ----- -----																
																	Сигнализация
																	Измерение
																	Управление

Лист № подл. Подп. и дата Взам. инв. №

ФЮРА.425280.001.ЭС.02														
Изм. Лист			№ док.			Подп.			Дата			Лит	Масса	Масштаб
Разраб.			Топольский М.									y		
Проверил			Семенов Н.М.									Лист Листов		
Т. Контр.									Функциональная схема автоматизации по ГОСТ 21.208-2013			ТПУ, ИШИТР Группа 3-8Т71		
Утвердил														

Приложение В
(обязательное)
Схема внешних проводок

Наименование параметра	Расход		Давление			Уровень	Вибрация	Температура				Перепад давления		Положение задвижки 1	Положение задвижки 2	Положение задвижки 2
	Место отбора импульса	До резервуара	После ПНА	На всасывании ПНА	На нагнетании ПНА			В резервуаре	В резервуаре	П-1	Электро-двигатель	П-2	В резервуаре			
Тип датчика	ЭМИС-МАГ-270		ОВЕН ПД200			ОВЕН ПДУ	КД619	ОВЕН ДТСхх 5				ОВЕН ПД200		КР113		
Позиция	1-1	2-1	3-1	4-1	5-1	6-1	7-1	8-1	9-1	10-1	11-1	12-1	13-1	14-1	15-1	16-1

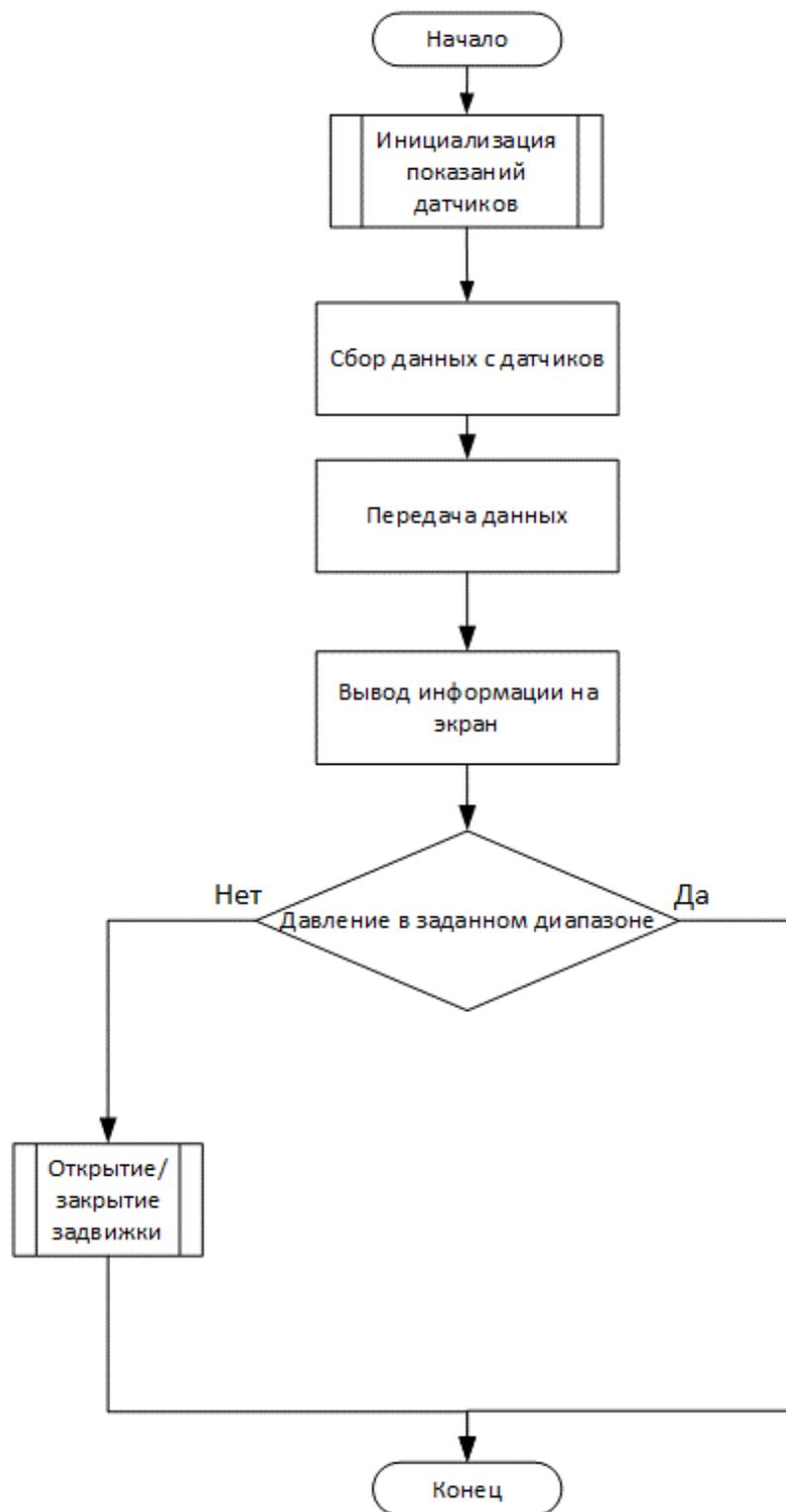


					ФЮРА.425280.001.ЭС.03			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	<i>Модернизация АС подпорной нефтеперекачивающей станции</i>	Лит.	Масса	Масштаб
Разраб.	Топольский М.М.					у		
Провер.	Семенов Н.М.							
Т.контроль								
Н.контроль					<i>Схема внешних проводов</i>	Лист	Листов	
Уте.						<i>ТПУ, ИШИТР Группа 3-8Т71</i>		

Приложение Г

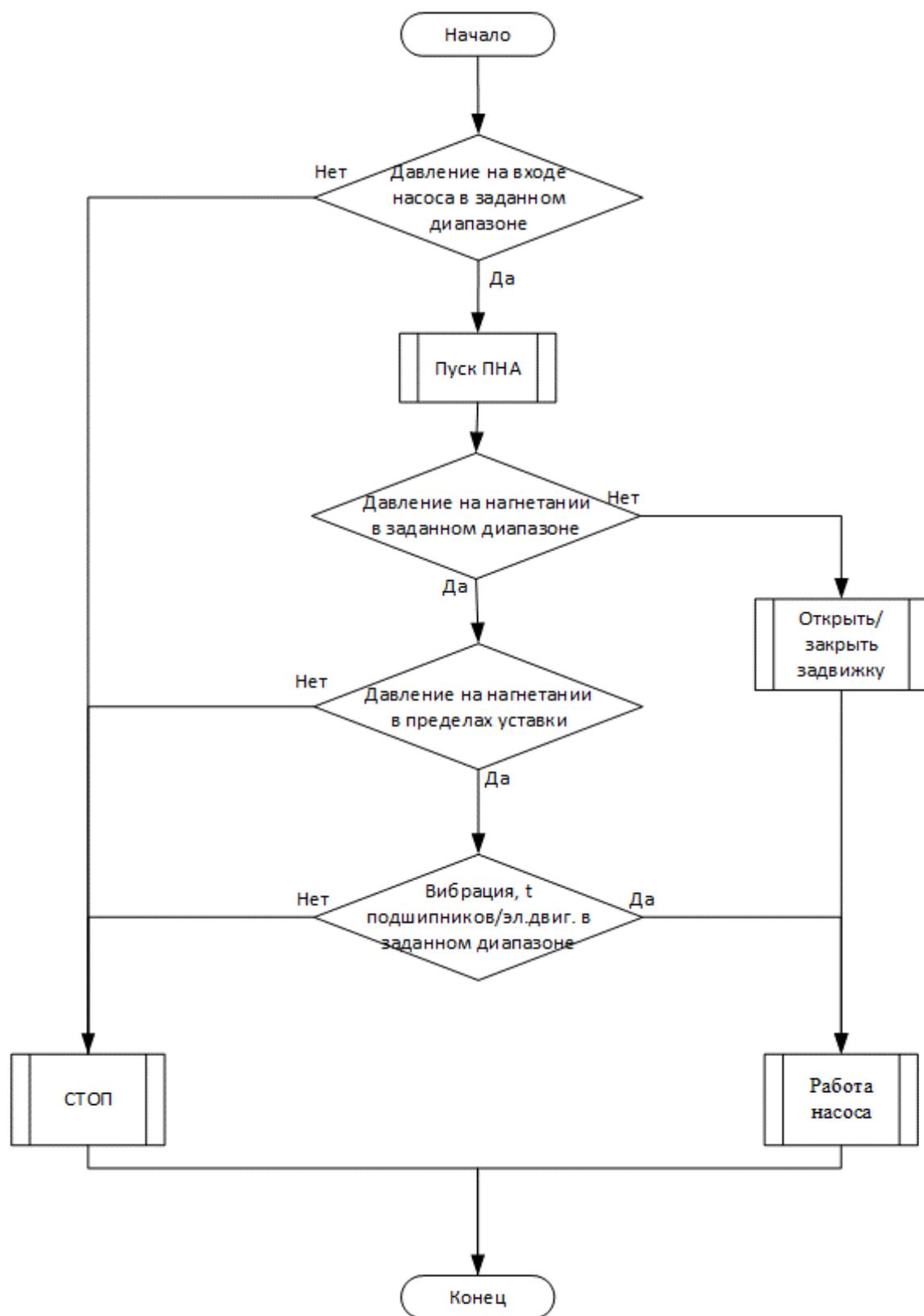
(обязательное)

Схема информационных потоков



					ФЮРА.425280.001.ЭС.04			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	<i>Модернизация АС подпорной нефтеперекачивающей станции</i>	Лит.	Масса	Масштаб
Разраб.	Топальский М.М.					у		
Провер.	Семенов Н.М.							
Т.контроль						Лист	Листов	
Н.контроль					<i>Алгоритм сбора данных с канала измерения датчиков</i>	<i>ТПУ ИШИТР ср. 3-8Г71</i>		
Утв.								

Приложение Д
(обязательное)
Блок-схема пуска/останова



ФЮРА.425280.001.ЭС.05

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Модернизация АС подпорной нефтеперекачивающей станции	Лит.	Масса	Масштаб
						у		
Разраб.		Топольский ММ						
Провер.		Семенов НМ						
Т.контроль						Лист	Листов	
Н.контроль					Алгоритм пуска/останова технологического оборудования	ТПУ ИШИТР ср. 3-8Т71		
Утв.								

Приложение Е
(обязательное)
Экранные формы

Приложение Ж
(рекомендуемое)
Опросный лист для клапана



ООО «Арма-Пром» Тел/факс: (4725) 46-91-03, 46-93-92, 46-92-87, 44-97-03 E-mail: zavod@saz-avangard.ru www.saz-avangard.ru		ОПРОСНЫЙ ЛИСТ на клапаны запорно-регулирующие (КЗР) и регулирующие (КР)		
Заказчик	Организация			
	Должность, Ф.И.О.			
	Тел/факс			
Характеристика трубопровода	Положение	<input checked="" type="checkbox"/> горизонтальное	<input type="checkbox"/> вертикальное	
	Материал	Сталь 10Г2		
	Диаметр трубы, мм	200		
	Температура окр. среды, °С	-50... 50		
	Наличие агрессивных примесей в воздухе	<input checked="" type="checkbox"/> да	<input type="checkbox"/> нет	
Тип изделия (таблица фигур)	<input type="checkbox"/> КЗР 25ч945п <input checked="" type="checkbox"/> КР 25с947нж <input type="checkbox"/> КР 25ч940ж <input type="checkbox"/> КР 25ч945нж <input type="checkbox"/> КР 25нж947нж <input type="checkbox"/> КР 25ч37нж <input type="checkbox"/> КР 25ч38нж			
Материал корпуса	<input type="checkbox"/> чугун <input checked="" type="checkbox"/> сталь <input type="checkbox"/> сталь нерж.			
Диаметр номинальный DN, мм	200			
Давление номинальное PN, кгс/см ²	10			
Количество, шт.	1			
Исполнение фланцев (ГОСТ Р 54432)	КЗР 25с947нж Ду200 Ру16			
Характеристика рабочей среды	Наименование	КЗР 25с947нж Ду200 Ру16		
	Температура Т _{раб} , °С	25		
	Давление рабочее P _{раб} , кгс/см ²	40		
	Агрегатное состояние	<input checked="" type="checkbox"/> жидкость	<input type="checkbox"/> пар <input type="checkbox"/> газ	
	Расход, м ³ /ч (кг/час)	Максимальный	Номинальный	Минимальный
		470	300	200
		15	10	1
	Давление на входе P ₁ , кгс/см ²	15	10	1
	Давление на выходе P ₂ , кгс/см ²	15	10	1
	Температура на входе T ₁ , °С	50	25	5
Плотность на входе ρ ₁	1000	1000	1000	
Вязкость в рабочих условиях	0,001			
Пропускная характеристика	Вид	<input checked="" type="checkbox"/> линейная	<input type="checkbox"/> равнопроцентная	
	K _{vy} расчетная, м ³ /ч K _{vy} выбранная, м ³ /ч			
Характеристика привода	Тип	<input checked="" type="checkbox"/> электрический (ЗИМ)	<input type="checkbox"/> пневматическ. (МИМ)	
	Положение при отсутствии сигнала	<input type="checkbox"/> закреплено	<input type="checkbox"/> открыт (НО) <input checked="" type="checkbox"/> закрыт (НЗ)	
	Ручной дублер	<input checked="" type="checkbox"/> да	<input type="checkbox"/> нет	
Характеристика ЗИМ	Обозначение	Kagada		
	Питание U, В при 50Гц	<input checked="" type="checkbox"/> 220	<input type="checkbox"/> 24:	<input type="checkbox"/> 380
			<input type="checkbox"/> переменный	
			<input type="checkbox"/> постоянный	
	Исполнение	<input type="checkbox"/> общепромышленное	<input checked="" type="checkbox"/> взрывозащищенное	
	Сигнал управляющий	4-20 мА		
	Датчик положения	<input checked="" type="checkbox"/> резисторный	<input type="checkbox"/> токовый:	<input type="checkbox"/> емкостный
			<input type="checkbox"/> без источника	
			<input type="checkbox"/> с источником	
	Сигнал выходной	4-20мА		
Время закрытия, с	94			
Характеристика МИМ	Обозначение	КЗР 25с947нж Ду200 Ру16		
	Дополнительное оборудование	<input type="checkbox"/> пневмопозиционер ПП-1	<input type="checkbox"/> Фильтр ФСДВ	
		<input type="checkbox"/> эл/пневмопозиционер ЭПП-1	<input checked="" type="checkbox"/> эл/пневмопозиционер ЭПП-1Ех	
		<input type="checkbox"/> редуктор давления РДФ	<input checked="" type="checkbox"/> выключатели конц.	
		<input type="checkbox"/> нет		
Установка	Ответные фланцы	<input checked="" type="checkbox"/> да		
	Материал	<input type="checkbox"/> 25Л	<input checked="" type="checkbox"/> 09Г2С <input type="checkbox"/> 12Х18Н9ТЛ	
Дополнительная информация				

ФЮРА.425280.001.ЭС.07

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	<i>Модернизация АС подпорной нефтеперекачивающей станции</i>	Лит.	Масса	Масштаб
Разраб.	Топольский М.М.					у		
Провер.	Семенов Н.М.							
Т.контроль								
Н.контроль					<i>Отпросный лист клапана</i>	<i>ТПУ ИШИТР ср. 3-8Т71</i>		
Утв.								